

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE DERECHO

**Departamento de Economía Aplicada IV
(Economía Política y Hacienda Pública)**



TESIS DOCTORAL

**Regulación económica y desarrollo de energías renovables: un
análisis comparado de los casos de Francia y España**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

José Balibrea Iniesta

Director

Gustavo Nombela Merchán

Madrid, 2018

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE DERECHO

**DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA APLICADA IV (ECONOMÍA POLÍTICA Y
HACIENDA PÚBLICA)**



TESIS DOCTORAL

**Regulación económica y desarrollo de energías
renovables: un análisis comparado de los casos de
Francia y España**

Autor: D. José Balibrea Iniesta

Director: D. Gustavo Nombela Merchán

Madrid, Abril de 2017



UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE DERECHO

DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA APLICADA IV (ECONOMÍA POLÍTICA Y
HACIENDA PÚBLICA)

TESIS DOCTORAL

“Regulación económica y desarrollo de energías
renovables: un análisis comparado de los casos de Francia
y España”

Autor: D. José Balibrea Iniesta

Director: D. Gustavo Nombela Merchán

Madrid, Abril de 2017

AGRADECIMIENTOS

Quisiera manifestar mi profunda gratitud al profesor Dr. D. Gustavo Nombela, por asumir la dirección de esta tesis, por su paciencia y tiempo dedicado, por sus críticas constructivas y valiosos consejos.

*A Yolanda mi mujer, por su
continuada paciencia y apoyo
durante todos estos años*

RESUMEN

En esta tesis se aborda el desarrollo de la producción eléctrica de origen renovable en Francia y España. El trabajo consiste en un estudio comparado de evaluación de proyectos de inversión en energías renovables en ambos países. Los tipos de proyectos evaluados son: (1) energía eólica terrestre, (2) energía eólica marina y (3) energía fotovoltaica.

Al igual que en otros países de la UE, tanto en España como en Francia, la legislación que promueve el desarrollo de las energías renovables otorga una serie de derechos a los promotores y a la Administración. Así, por ejemplo, en el caso de Francia, los promotores pueden elegir entre vender la electricidad producida a precio de una tarifa regulada o venderla a precios de mercado mayorista o “*pool*”. En el caso de España, los promotores pueden elegir entre vender su producción eléctrica al precio de mercado más una prima de referencia o bien a una tarifa regulada. La Administración, por su parte, se reserva el derecho a remunerar la electricidad a la suma del precio de mercado más la prima (precio variable), o bien a un precio límite superior previamente determinado (precio fijo).

Estos derechos pueden caracterizarse como opciones, es decir, activos que tienen un valor de mercado que puede medirse. Esto permite aprovechar un cúmulo importante de desarrollos teóricos y empíricos ya existentes en el campo de la valoración de opciones financieras. En la medida en la que estos activos derivados tienen como subyacente un activo real (como es un parque eólico o fotovoltaico) y no financiero, los derechos contemplados en la legislación sobre renovables pueden evaluarse como *opciones reales*.

En esta tesis se valoran proyectos de inversión en energía renovable en Francia y en España, en base a las opciones reales regulatorias contenidas en la normativa de estos dos países. El valor de dichos proyectos se ve afectado por las opciones reales que están a disposición de los promotores, pero también por las opciones reales regulatorias en poder de la Administración.

La aportación original de esta tesis consiste en la valoración de las opciones existentes en la normativa francesa y española que regula las energías renovables, así como en la valoración de los proyectos y de las ayudas públicas concedidas a estos proyectos aplicando la teoría de opciones reales. Para ello, en un primer paso, se procede a la identificación de las opciones reales que existen en la legislación de cada país. Posteriormente, se realiza una valoración de estas opciones a través de ejercicios de modelización para medir las distintas fuentes de incertidumbre que afrontan los inversores, y que nos permite medir el valor económico ampliado de las plantas de energía renovable.

Este valor económico ampliado de los proyectos se define como la suma del valor actual neto de los flujos monetarios de la construcción de las plantas de producción y la venta de la electricidad generada en el mercado, más el valor de las opciones reales en poder del promotor. Asimismo, el método empleado nos permite también evaluar la cuantía de ayudas públicas que la Administración Pública concede a cada proyecto durante toda su vida útil.

Se ha supuesto que para cada una de las tres tecnologías (eólica terrestre, marina y fotovoltaica), los proyectos son idénticos tanto en España como en Francia, en cuanto a características técnicas, es decir, tienen la misma potencia e idénticos componentes. También se ha supuesto que las características físicas de la ubicación de cada uno de los proyectos son idénticas en España y Francia, de esta manera conseguimos aislar el efecto que, sobre el valor de los proyectos, tiene la regulación de cada país.

Los resultados obtenidos permiten comprobar que el valor del VAN ampliado es superior en España, para los tres proyectos analizados, lo que significa que los promotores de este tipo de proyectos saldrían ganando si los llevasen a cabo en España frente a realizarlos en Francia. En relación a las ayudas públicas, para los tres proyectos estudiados, se observa que la Administración francesa apoya con una mayor cantidad de ayudas públicas al proyecto de energía eólica terrestre que la Administración española. Mientras que para los proyectos de energía eólica marina y solar fotovoltaica, es la Administración

española la que apoya con una mayor cantidad de ayudas públicas que la Administración francesa.

ABSTRACT

This thesis studies the development of electricity production from renewable sources in France and Spain. Our main objective is to compare investment projects in renewable energies in both countries. The types of projects analyzed are: (1) wind energy farms on land (onshore plants), (2) wind energy farms at sea (offshore plants), and (3) photovoltaic energy plants.

As in the case of other EU countries, both in Spain and France the legislation aiming to promote renewable energy grants certain rights to investors but also to governments. Thus, energy plant developers in France may choose to sell the electricity produced either at a regulated price or at market price (called "pool" price). In Spain, investors may choose to sell their electricity at market price plus a premium, or alternatively to sell it at a regulated price. On the other hand, the government has the right to buy electricity at market price plus the premium (variable price), or at a limit price established by law (fixed price).

These rights may be characterized as *options*, i.e. financial derivatives which have been extensively studied both in theoretical and empirical works. We base our study on a vast existent literature aimed to determine the pricing of these financial instruments. However, in the case of options linked to energy projects, these derivatives are not based on other financial assets, since they have as underlying a real asset (wind farms or photovoltaic parks). Therefore, our main objective in this thesis is the analysis of the rights of investors in energy projects, defined as *real options*.

This thesis presents a method for assessing investment projects in renewable energy, comparing the cases of France and Spain, based on the different regulatory options contained in the legislation of each country. The value of these projects is certainly affected by the real options available to developers, but also by regulatory real options held by governments.

The original contribution of the thesis is the evaluation of renewable energy projects, based on the theory of real options. In our work, we use this method to study some projects in France and Spain, in order to compare the legislation promoting renewable energy in both countries. First, we need to identify in the legislation of each country the real options available both to investors and governments. Later, we proceed to measure the value of these real options through empirical simulations aimed to analyze the different uncertainties faced by investors. The valuation of real options is required in order to know the full economic value of a renewable plant project

This full economic value is defined as the sum of the net present value of all monetary flows associated to a project -e.g. construction and operating costs of plants, and the sale of electricity at the market- plus the value of the real options held by investors. Furthermore, the method allows us to evaluate the amount of public support offered by governments to renewable energy projects during their lifecycles.

It has been assumed that for each of the three technologies (wind onshore, wind offshore and solar photovoltaic) the projects are identical in both countries, Spain and France, in terms of technical features, i.e., they have the same power capacity and identical components. Also it has been assumed that the physical characteristics of the location of each one of the projects are identical in Spain and France, so we have to isolate the effect that on the value of projects has the regulation of each country.

The results obtained prove that the value of the extended NPV is higher in Spain, for the three projects analyzed, which means that developers of such projects would obtain more benefits if the projects are built in Spain rather than in France.

In relation to public aids for the three projects studied, it appears that the French administration offers a greater amount of public aids to onshore wind energy project compared to the Spanish administration. While for offshore wind projects and solar photovoltaic projects the reverse occurs:, the Spanish administration provides a stronger support to energy producers.

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: TARIFAS DE ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE DEL SISTEMA <i>FEED-IN TARIFF</i> FRANCÉS	55
TABLA 2: TARIFAS DE ENERGÍA EÓLICA MARINA DEL SISTEMA <i>FEED-IN TARIFF</i> FRANCÉS	57
TABLA 3: PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ELECTRICIDAD EN FRANCIA	62
TABLA 4: VALORES HISTÓRICOS EN FRANCIA DEL ÍNDICE DE COSTE POR HORA DE TRABAJO (BASE 2008)	65
TABLA 5: VALORES HISTÓRICOS DEL ÍNDICE DE PRECIOS INDUSTRIALES DE FRANCIA (BASE 2006)	66
TABLA 6: FRECUENCIAS DE VIENTO PARA CADA RANGO DE VELOCIDADES Y PARA CADA MES DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA	68
TABLA 7: FRECUENCIAS DE VIENTO PARA CADA RANGO DE VELOCIDADES Y PARA CADA MES DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA	71
TABLA 8: VALORES MEDIOS Y DESVIACIONES TÍPICAS DE LOS VAN CON LA TASA LIBRE DE RIESGO R_f DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA	77
TABLA 9: VALORES MEDIOS Y DESVIACIONES TÍPICAS DE LOS VAN CON LA TASA WACC DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA	78
TABLA 10: AYUDAS PÚBLICAS AL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE EN FRANCIA	79
TABLA 11: VALOR MEDIO Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR DEL VAN SIN FLEXIBILIDAD DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA	79
TABLA 12: VALORES MEDIOS Y DESVIACIONES TÍPICAS DE LOS VAN CON LA TASA LIBRE DE RIESGO R_f DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA	84
TABLA 13: VALORES MEDIOS Y DESVIACIONES TÍPICAS DE LOS VAN CON LA TASA WACC DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA	85
TABLA 14: AYUDAS PÚBLICAS AL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA EN FRANCIA	85
TABLA 15: VALOR MEDIO Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR DEL VAN SIN FLEXIBILIDAD DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA	86
TABLA 16: TARIFAS FOTOVOLTAICAS PARA LA CATEGORÍA T5 OTORGADOS POR EL SISTEMA <i>FEED-IN TARIFF</i> FRANCÉS	95
TABLA 17: VALORES MEDIOS Y DESVIACIONES ESTÁNDAR DEL VAN APLICANDO LA TASA LIBRE DE RIESGO R_f	107
TABLA 18: VALORES MEDIOS Y DESVIACIONES ESTÁNDAR DEL VAN APLICANDO EL $WACC_{NOMINAL}$	108
TABLA 19: VALORES DE LAS AYUDAS PÚBLICAS A LA PLANTA FOTOVOLTAICA EN FRANCIA	109
TABLA 20: VALORES MEDIOS Y DESVIACIONES ESTÁNDAR DEL VAN SIN FLEXIBILIDAD APLICANDO LA $WACC_{NOMINAL}$	110
TABLA 21: VALORES DE TARIFAS, PRIMAS Y LÍMITES SUPERIOR E INFERIOR PARA ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE EN ESPAÑA (RD 661/2007)	128
TABLA 22: VALORES DE TARIFAS, PRIMAS Y LÍMITES SUPERIOR E INFERIOR PARA ENERGÍA EÓLICA MARINA EN ESPAÑA (RD 661/2007)	128
TABLA 23: PRECIOS HISTÓRICOS DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	132
TABLA 24: VALORES HISTÓRICOS DEL IPCA EN ESPAÑA	135
TABLA 25: FRECUENCIAS DE VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA	137
TABLA 26: FRECUENCIAS DE VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN ESPAÑA	138

TABLA 27: VALORES MEDIOS DEL VAN DEL PROYECTO EÓLICO TERRESTRE CON DIFERENTES PRECIOS Y TASA DE DESCUENTO R_F	146
TABLA 28: VALORES MEDIOS DEL VAN DEL PROYECTO EÓLICO TERRESTRE CON DIFERENTES PRECIOS Y TASA DE DESCUENTO WACC	148
TABLA 29: VALORES MEDIOS DEL VAN DEL PROYECTO EÓLICO MARINO CON DIFERENTES PRECIOS Y TASA DE DESCUENTO R_F	153
TABLA 30: VALORES MEDIOS DEL VAN DEL PROYECTO EÓLICO MARINO CON DIFERENTES PRECIOS Y TASA DE DESCUENTO WACC	154
TABLA 31: VALORES DE TARIFAS, PRIMAS Y LÍMITES SUPERIOR E INFERIOR PARA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	160
TABLA 32: VALORES DE TARIFA PARA ENERGÍA FOTOVOLTAICA ESTABLECIDOS EN EL RD 1578/2008	162
TABLA 33: VALORES MEDIOS DEL VAN CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIOS PARA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	174
TABLA 34: VALORES MEDIOS DEL VAN CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIOS PARA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA TIPO II (RD 1578/2008)	175
TABLA 35: VALORES MEDIOS DEL VAN CON ESCENARIOS DE PRECIOS <i>FEED-IN TARIFF</i> PARA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	176
TABLA 36: VALORES MEDIOS DEL VAN AMPLIADO PARA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	177
TABLA 37: VALORES MEDIOS DEL VAN DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO CON TASA DE DESCUENTO WACC SEGÚN RD 661/2007	178
TABLA 38: VALORES MEDIOS DEL VAN CON TASA DE DESCUENTO WACC SEGÚN RD 1578/2008	179
TABLA 39: PARTICIPACIÓN DE LAS OPCIONES EN EL VAN AMPLIADO PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE	190
TABLA 40: PARTICIPACIÓN DE LAS OPCIONES EN EL VAN AMPLIADO PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA	190
TABLA 41: PARTICIPACIÓN DE LAS OPCIONES EN EL VAN AMPLIADO PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	191
TABLA 42: RENTABILIDAD COMERCIAL Y AYUDAS PÚBLICAS EN ESPAÑA POR EURO DE INVERSIÓN	194
TABLA 43: RENTABILIDAD COMERCIAL Y AYUDAS PÚBLICAS EN FRANCIA POR EURO DE INVERSIÓN	195

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: EVOLUCIÓN SIMULADA DE MÉTODOS DE REMUNERACIÓN DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA	64
FIGURA 2: EL RECURSO EÓLICO EN FRANCIA	67
FIGURA 3: VALORES MEDIOS DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LA TARIFA	81
FIGURA 4: CAMBIO EN PORCENTAJE DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LA TARIFA	81
FIGURA 5: VALORES MEDIOS DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LOS COEFICIENTES K Y L	82
FIGURA 6: VARIACIÓN EN PORCENTAJE DEL PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LOS COEFICIENTES K Y L	83
FIGURA 7: VALORES MEDIOS DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LA TARIFA	87
FIGURA 8: VARIACIÓN EN PORCENTAJE DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LA TARIFA	88
FIGURA 9: VALORES MEDIOS DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD	89
FIGURA 10: VARIACIÓN EN PORCENTAJE DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD	90
FIGURA 11: VALORES MEDIOS DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO	91
FIGURA 12: VARIACIÓN EN PORCENTAJE DEL PARQUE EÓLICO MARINO EN FRANCIA ANTE CAMBIOS EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO	92
FIGURA 13: PRECIOS DE COMPRA HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA SOLAR EN FRANCIA	94
FIGURA 14: IRRADIACIÓN SOLAR HORIZONTAL EN FRANCIA	97
FIGURA 15: LIMPIEZA DE PANELES	98
FIGURA 16: DESBROCE EN PLANTA FOTOVOLTAICA	100
FIGURA 17: EVOLUCIÓN SIMULADA DE LOS ESCENARIOS DE REMUNERACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA EN FRANCIA	105
FIGURA 18: EFECTOS DE INCREMENTAR LA TARIFA REGULADA CATEGORÍA T5 EN PLANTA FOTOVOLTAICA EN FRANCIA	112
FIGURA 19: VARIACIÓN EN PORCENTAJE POR INCREMENTAR LA TARIFA REGULADA CATEGORÍA T5 EN PLANTA FOTOVOLTAICA EN FRANCIA	113
FIGURA 20: EFECTOS DE INCREMENTAR/REDUCIR LOS LÍMITES DE 20 AÑOS Y 1.500 HORAS, EN PLANTA FOTOVOLTAICA EN FRANCIA	114
FIGURA 21: VARIACIÓN EN PORCENTAJE POR INCREMENTAR/REDUCIR LOS LÍMITES EN PLANTA FOTOVOLTAICA EN FRANCIA	114
FIGURA 22: EFECTOS DE INCREMENTAR LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR KWP EN PLANTA FOTOVOLTAICA EN FRANCIA	115
FIGURA 23: VARIACIÓN EN PORCENTAJE POR INCREMENTAR LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR KWP EN PLANTA FOTOVOLTAICA EN FRANCIA	116
FIGURA 24: EVOLUCIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN DE LAS PRIMAS AL RÉGIMEN ESPECIAL EN LOS COSTES REGULADOS DEL SISTEMA	124
FIGURA 25: EVOLUCIÓN DE LA DIFERENCIA ENTRE LOS INGRESOS Y COSTES REGULADOS DEL SISTEMA	125
FIGURA 26: EVOLUCIÓN SIMULADA DEL PRECIO DE CASACIÓN HORARIO DEL MERCADO DIARIO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	133
FIGURA 27: EVOLUCIÓN SIMULADA DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIO PARA ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE EN ESPAÑA	134
FIGURA 28: EVOLUCIÓN DEL IPCA EN ESPAÑA	136

FIGURA 29: VALORES MEDIOS DEL PROYECTO EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA ANTE CAMBIOS DEL PRECIO DEL MERCADO MAYORISTA	149
FIGURA 30: VALORES MEDIOS DEL PROYECTO EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA ANTE CAMBIOS EN LA TARIFA	150
FIGURA 31: VALORES MEDIOS DEL PROYECTO EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA ANTE CAMBIOS DEL LÍMITE SUPERIOR	151
FIGURA 32: VALORES MEDIOS DEL PROYECTO EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA ANTE CAMBIOS DEL LÍMITE INFERIOR	152
FIGURA 33: VALORES MEDIOS DEL PROYECTO EÓLICO MARINO EN ESPAÑA ANTE CAMBIOS DE LA PRIMA	156
FIGURA 34: VALORES MEDIOS DEL PROYECTO EÓLICO MARINO EN ESPAÑA ANTE CAMBIOS DEL LÍMITE SUPERIOR	156
FIGURA 35: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ACUMULADA INSTALADA EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA CON DIFERENTES NORMATIVAS EN EL PERÍODO 2006-2011	158
FIGURA 36: IRRADIACIÓN SOLAR HORIZONTAL EN ESPAÑA	163
FIGURA 37: EVOLUCIÓN SIMULADA DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	169
FIGURA 38: COMPARACIÓN DE RESULTADOS DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO SEGÚN LOS RD 661/2007 Y 1578/2008	179
FIGURA 39: CAMBIOS EN LOS VALORES MEDIOS DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO ANTE REDUCCIÓN DE LA TARIFA REGULADA DEL RD 661/2007	180
FIGURA 40: RESULTADOS PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE	184
FIGURA 41: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN ESPAÑA	185
FIGURA 42: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN FRANCIA	185
FIGURA 43: RESULTADOS PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA	186
FIGURA 44: RESULTADOS PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA	187
FIGURA 45: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN ESPAÑA	188
FIGURA 46: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN FRANCIA	189
FIGURA 47: AYUDAS PÚBLICAS PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE	192
FIGURA 48: AYUDAS PÚBLICAS PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA	192
FIGURA 49: AYUDAS PÚBLICAS PARA EL PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA	193
FIGURA 50: COMPARATIVA DE LA RENTABILIDAD COMERCIAL ENTRE ESPAÑA Y FRANCIA	196
FIGURA 51: COMPARATIVA DE LAS AYUDAS PÚBLICAS POR EURO INVERTIDO ENTRE ESPAÑA Y FRANCIA	196

INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	v
ABSTRACT	vii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
INDICE DE FIGURAS	xi
INDICE DE CONTENIDOS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
I. Antecedentes y planteamiento del problema	1
II. Objetivos	3
III. Metodología	4
IV. Estructura de la tesis	5
CAPÍTULO 1. LA REGULACIÓN COMO INSTRUMENTO DE DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EUROPA	7
1.1. Un poco de historia sobre las Conferencias de las Partes	7
1.2. La política energética en la Unión Europea	16
1.3. Reducciones logradas en la UE con el Protocolo de Kyoto	20
1.4. Directivas Europeas sobre energías renovables	21
1.5. Métodos de valoración de proyectos de energías renovables	24
1.6. Revisión de la literatura	29
1.6.1. Análisis económico de las energías renovables	30
1.6.2. Teoría sobre opciones reales	36
CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE EN FRANCIA	53
2.1. PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA	53
2.1.1. Marco regulatorio	53
2.1.2. Características generales de los proyectos eólicos	57
2.1.3. Análisis de las incertidumbres	59
2.1.4. Identificación de las opciones reales incluidas en el marco regulatorio de la energía eólica en Francia	72
2.1.5. Resultados y discusión	77
2.2. PROYECTOS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA	93
2.2.1. Marco regulatorio	93
2.2.2. Características generales del proyecto	96

2.2.3. Identificación de las opciones reales incluidas en el marco normativo	101
2.2.4. Análisis de las incertidumbres del proyecto	102
2.2.5. Resultados y discusión	105
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE EN ESPAÑA	117
3.1. PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA	117
3.1.1. Antecedentes regulatorios	117
3.1.2. Características generales de los proyectos de energía eólica en España	128
3.1.3. Análisis de las incertidumbres de los proyectos eólicos en España	131
3.1.4. Las opciones reales contenidas en el RD 661/2007	139
3.1.5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE PROYECTOS EÓLICOS EN ESPAÑA	145
3.2. PROYECTOS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA	158
3.2.1. Retribución de la energía fotovoltaica según el marco regulatorio	158
3.2.2. Características generales del proyecto fotovoltaico en España	163
3.2.3. Análisis de las incertidumbres	165
3.2.4. Las opciones reales contenidas en los RD 661/2007 y 1578/2008 para energía fotovoltaica	170
3.2.5. Resultados y discusión	172
CAPÍTULO 4. COMPARACIÓN DE LA REMUNERACIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN FRANCIA Y ESPAÑA	183
4.1. El VAN obtenido para los distintos proyectos analizados	183
4.2. Importancia de las opciones reales en Francia y España	190
4.3. Ayudas públicas	191
4.4. La rentabilidad obtenida por los inversores	194
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES	199
REFERENCIAS	205

ANEXO I: LOI N°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

ANEXO II: Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

ANEXO III: Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3o de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000

ANEXO IV: Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

ANEXO V: Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

INTRODUCCIÓN

I. Antecedentes y planteamiento del problema

Dentro de las normativas que regulan el desarrollo de las energías renovables, se incluyen una serie de derechos y obligaciones tanto para las Administraciones Públicas, como para los promotores de los proyectos. Estos derechos otorgan a los promotores una cierta flexibilidad a la hora de vender la electricidad de origen renovable. Así, por ejemplo, en el caso de Francia, los promotores pueden elegir entre vender la electricidad producida a precio de una tarifa regulada o venderla a precios de mercado mayorista o “pool”. En el caso de España, los promotores pueden elegir entre vender su producción eléctrica al precio de mercado más una prima de referencia o bien a una tarifa regulada. La Administración, por su parte, se reserva el derecho a remunerar la electricidad a la suma del precio de mercado más la prima (precio variable), o bien a un precio límite superior previamente determinado (precio fijo).

En un entorno económico como el actual, la flexibilidad constituye un factor esencial a tener en cuenta. La evaluación económica de proyectos de inversión ha abierto la oportunidad de evaluar la flexibilidad en inversiones con incertidumbre, incorporando las técnicas desarrolladas en la teoría de opciones financieras (Merton 1973, Black y Scholes 1973) para analizar activos reales (Lamothe et al 2004). La aplicación de la evaluación de proyectos mediante opciones reales puede justificar la inversión en proyectos en los que los métodos financieros entregan un Valor Actual Neto (VAN) negativo, pero que a su vez presentan oportunidades de ventaja competitiva según la evaluación estratégica.

En el caso de los proyectos de inversión en energías renovables, dada la normativa existente que regula la retribución a la producción de electricidad y a la larga vida útil de los proyectos, existe una elevada incertidumbre en relación a su viabilidad económica, ligada a la evolución de sus flujos de caja, dependientes del coste de producción y al precio de electricidad.

El método tradicional del Valor Actual Neto (VAN) establece una serie de hipótesis para poder ser puesto en práctica. Por ejemplo establece unos valores fijos para las inversiones o para el valor de los flujos de caja. También establece como fija la duración del proyecto y la tasa de descuento a emplear cada año. Establece que no se van a producir cambios que afecten al funcionamiento del proyecto y a su riesgo, etc. Pero en la realidad ninguna de estas hipótesis se cumplen, por ejemplo el riesgo del proyecto puede variar con el paso de los años y por tanto la tasa de descuento a emplear, y también se sabe que durante la vida del proyecto el gerente tiene posibilidad de tomar decisiones que van a afectar a los resultados del proyecto, por lo que los flujos de caja no serán conocidos tal y como se concibieron al principio, etc. Todos estos aspectos hacen que los resultados obtenidos por el VAN no sean del todo fiables, y existe la posibilidad de que, por ejemplo, en algunos casos el resultado obtenido por el VAN sea negativo mientras que al mismo tiempo el proyecto puede representar una oportunidad estratégica de crear un nuevo negocio o abrir un nuevo mercado. Es decir, la flexibilidad que rodea el proyecto hace que éste tenga unas opciones que de ser valoradas harían que su valor real fuese muy distinto. Estos aspectos relacionados con la flexibilidad que rodea al proyecto no pueden ser valorados adecuadamente con el VAN lo que supone una limitación en la aplicación del mismo. Por este motivo se puso en práctica el método de las opciones reales, como un método de valoración complementario al VAN tradicional.

Se puede definir una opción real como el derecho y no la obligación a ejecutar una acción, con un coste prefijado, durante un periodo de tiempo también prefijado. Las acciones más habituales son diferir, abandonar, reducir y expandir. Para obtener más información acerca del método de opciones reales, se puede consultar cualquier manual sobre el tema, como por ejemplo "Investment under Uncertainty", de Dixit y Pindyck (1995).

Las opciones reales son especialmente útiles en proyectos relacionados con marcos regulatorios en los que existen posibilidades de toma de decisiones, y donde estas decisiones que se toman son irreversibles y afectan al desarrollo del proyecto. En estas situaciones, las opciones reales aportan un valor adicional al proyecto de inversión respecto a la valoración tradicional de los

flujos de caja descontados pues en muchas ocasiones, su valor supera al propio valor derivado de las previsiones de beneficios y flujos de caja asociados a las inversiones ya previstas.

En esta tesis se va a analizar la regulación económica de Francia y de España como un elemento clave para dar o quitar valor a las inversiones en proyectos de energías renovables en estos dos países. Dentro del amplio abanico de energías renovables, se ha optado por el estudio de las tres tecnologías que mayor potencial de desarrollo tienen para la producción de energía eléctrica. Estas tecnologías son la energía eólica terrestre, energía eólica marina y la energía fotovoltaica.

II. Objetivos

En esta tesis se analiza el caso de Francia con la *Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité* (Ley 2000-108 de 10 de febrero de 2000 sobre la modernización y el desarrollo del servicio público de electricidad). Para el caso de España se analiza el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, así como también el *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*.

El propósito general de la presente tesis es analizar el impacto que la regulación económica tiene sobre el desarrollo de las energías renovables en Europa. En particular se va a hacer una comparativa de tres tecnologías de origen renovable en dos países europeos como son Francia y España.

Posteriormente, en la parte práctica, se desarrollará un análisis basado en la metodología de opciones reales y se aplicará a tres ejemplos concretos de proyectos de energía renovable (eólica terrestre, eólica marina y solar fotovoltaica).

Este análisis tiene por objeto mejorar la forma de medir el valor económico de los proyectos de energía renovable, y en particular, conocer dicho valor para los casos de Francia y España. Por un lado, esto resulta de utilidad para los inversores privados en plantas de energías renovables, ya que les puede ofrecer una evaluación más completa de los proyectos de inversión al incluir el valor de las opciones reales regulatorias. Pero también este trabajo puede ayudar a los responsables de la Administración Pública en el diseño de esquemas de apoyo público a la energía renovable. El análisis de los proyectos en base a la valoración de las opciones reales permite cuantificar el valor económico de las ayudas públicas concedidas a dichos proyectos, al medir las aportaciones que define la legislación durante toda la vida útil de un proyecto, que tiene una larga duración y que está sometido a distintas fuentes de incertidumbre.

La metodología utilizada y los resultados obtenidos en esta tesis se pueden extrapolar a un conjunto más amplio de proyectos de energía eólica y fotovoltaica, lo que nos permite tener una idea general del apoyo de las administraciones francesa y española para el desarrollo de la energía renovable y la influencia de la regulación en la rentabilidad de los proyectos.

III. Metodología

La metodología desarrollada en esta tesis, consiste en modelizar las principales incertidumbres que influyen en este tipo de proyectos. Se analizan los mecanismos de apoyo público a la energía renovable contenidos en la normativa de Francia y España. Se identifican las opciones reales contenidas en los marcos regulatorios de estos países y a continuación se obtiene su valor. Posteriormente se evalúa la influencia de las opciones reales en el Valor Actual Neto ampliado del proyecto. Para la obtención del valor de las opciones se ha empleado el método de Montecarlo. Por último, se valoran las ayudas públicas que cada uno de estos países ofrece a los proyectos de energía renovable.

Metodológicamente, el análisis económico de los proyectos de inversión incorporando las opciones reales de los marcos regulatorios implica las siguientes etapas:

- a) Análisis del marco regulatorio para cada proyecto.
- b) Descripción de las características del proyecto a evaluar.
- c) Modelización de algunas incertidumbres consideradas como más relevantes para el valor de cada proyecto, como son el precio de la electricidad y el índice de precios al consumo.
- d) Identificación de las opciones reales contenidas en el marco normativo.
- e) Modelo de difusión estocástico para la estimación del VAN de cada proyecto.
- f) Valoración de las opciones reales y de las ayudas públicas de cada proyecto.

La metodología aplicada en esta tesis está basada en Monjas y Balibrea (2013).

IV. Estructura de la tesis

La estructura de la tesis es la siguiente:

En el Capítulo 1 se trata la regulación como instrumento de desarrollo de las energías renovables en Europa. En primer lugar se hace una introducción a los antecedentes que han sido el origen de la normativa que regula la energía renovable en la Unión Europea. Se analiza la valoración de inversiones en proyectos de generación renovable desde el enfoque tradicional, observando la problemática que surge cuando el proyecto a valorar está inmerso en un ambiente de incertidumbre, dando pie a la introducción de la teoría de opciones reales. Se hace una breve explicación sobre los procesos estocásticos por los que se rigen los movimientos de las incertidumbres que afectan a los proyectos de inversión en energía renovable y por último se hace una revisión de la literatura.

En los Capítulos 2 y 3, se efectúa el análisis económico del marco regulatorio de la energía renovable en Francia y en España, respectivamente, y se realiza

la valoración económica de los tres proyectos de inversión considerados, teniendo en cuenta las opciones reales que define la normativa de cada país. Para ello se indican las características generales de los proyectos eólico terrestre, eólico marino y solar fotovoltaico. A continuación se modelan las principales incertidumbres que afectan al valor de los proyectos. Estas incertidumbres son, para los proyectos de energía fotovoltaica, las siguientes: 1) el precio de la electricidad en Francia y en España; 2) para el caso de Francia, el índice de coste por hora de trabajo y el índice de precios al productor de la industria francesa, y para el caso de España el índice de precios al consumo. En cuanto a los proyectos de energía eólica, las principales incertidumbres son, además de las dos anteriormente citadas para cada país, la siguiente: 3) la cantidad de electricidad producida por los proyectos eólicos terrestre y marino. A continuación se identifican las opciones reales incluidas en los marcos regulatorios para cada país y para cada uno de los tres proyectos. Por último se discuten los resultados obtenidos y se realiza un análisis de sensibilidad.

En el Capítulo 4 se realiza un análisis comparado de los principales resultados obtenidos en los capítulos anteriores, permitiendo así una evaluación del impacto que tienen los sistemas de ayudas públicas para promover el desarrollo de las energías renovables. Para ello se compara, para cada una de las tres tecnologías (eólica terrestre, eólica marina y solar fotovoltaica), el valor del VAN ampliado, el valor de las opciones reales, el valor de las ayudas públicas y la rentabilidad obtenida por los inversores en Francia y en España. Con ello se busca averiguar, por un lado, que tecnologías son las más favorecidas y cuáles las menos, por la normativa dentro de cada país y por otro lado, qué país favorece más y cuál favorece menos el desarrollo de cada una de las tecnologías.

Por último, el Capítulo 5 presenta las conclusiones de la tesis, y se señalan algunas futuras líneas de investigación que se abren a partir de este trabajo.

CAPÍTULO 1. LA REGULACIÓN COMO INSTRUMENTO DE DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EUROPA

1.1. Un poco de historia sobre las Conferencias de las Partes

La Conferencia de las Partes (COP) es el órgano decisorio de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). Todos los Estados Partes en la Convención están representados en la Conferencia de las Partes. Una de las tareas clave de la Conferencia de las Partes es examinar las comunicaciones nacionales y los inventarios de emisiones presentados por las Partes. Sobre la base de esta información, la COP evalúa los efectos de las medidas adoptadas por las Partes y los progresos realizados por los diferentes países Partes. La COP se reúne cada año, a menos que las Partes decidan lo contrario. La COP se reúne en Bonn, sede de la secretaría, si no existe una Parte que ofrezca ser anfitrión de la reunión. Existe una tendencia a que las reuniones de la COP también cambien entre las cinco regiones reconocidas de las Naciones Unidas, -África, Asia, América Latina y el Caribe, Europa Central y Oriental y Europa Occidental-. (Fuente: <http://www.europarl.europa.eu>)

A continuación, se muestra un resumen de las diferentes reuniones realizadas por la Conferencia de las Partes, desde su creación (Fuente: <http://www.minambiente.gov.co>):

COP1 1995 Berlín, Alemania. La primera reunión de la COP se celebró en Berlín, en marzo de 1995. Esta primera Conferencia de las Partes estuvo marcada por la incertidumbre respecto a las medidas que podían tomar los países individuales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El resultado fue el "Mandato de Berlín", que estableció una fase de análisis y evaluación de dos años. Esta fase resultó en un catálogo de instrumentos. Los países miembros podían elegir los instrumentos adecuados y componer un conjunto de iniciativas que se ajustaran a sus necesidades.

COP2 1996 Ginebra, Suiza. La segunda Conferencia de las Partes aprobó los resultados del segundo informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático conocido como IPCC por sus siglas en inglés (Intergovernmental Panel on Climate Change), que se publicó en 1995. En esta conferencia también se estableció que los países miembros no seguirían soluciones uniformes. Cada país sería libre de emplear las soluciones más relevantes para su situación concreta. En la conferencia de Ginebra, las partes también expresaron el deseo de establecer objetivos vinculantes a medio plazo.

COP3 1997 Kyoto, Japón. En esta conferencia se adoptó el Protocolo de Kyoto tras negociaciones intensas. Por primera vez, el protocolo introdujo objetivos vinculantes para las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en 37 países industrializados de 2008 a 2012. Siguieron varios años de incertidumbre sobre si suficientes países ratificarían el tratado, pero el 16 de febrero de 2005 entró en vigor. Varios países miembros de la CMNUCC no han ratificado el Protocolo de Kyoto y no reconocen sus requisitos sobre emisiones.

El Protocolo de Kyoto es un acuerdo internacional vinculado a la CMNUCC, que compromete a las Partes mediante el establecimiento de objetivos internacionalmente vinculantes de reducción de emisiones. Se reconoce que los países desarrollados son los principales responsables de los elevados niveles actuales de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera como resultado de más de 150 años de actividad industrial. El Protocolo impone una carga más pesada en la reducción de estos gases a las naciones desarrolladas, bajo el principio de "responsabilidades comunes pero diferenciadas".

El objetivo del Protocolo de Kioto es prevenir el calentamiento global de la Tierra, estableciendo para ello un calendario de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Para antes de 2020, este protocolo es el único instrumento mundial jurídicamente vinculante para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Se acordaron dos periodos de compromiso. Obliga a que en un primer periodo (2008-2012) los países firmantes (37 países industrializados y la Unión Europea) reduzcan sus emisiones conjuntas en un

5,2% respecto a las correspondientes a 1990. Por otra parte, obliga a que en un segundo periodo (2013-2020), las Partes reduzcan las emisiones al menos un 18% por debajo de los niveles de 1990.

El Protocolo de Kioto fue adoptado en Kyoto, Japón, el 11 de diciembre de 1997 por 84 países y entró en vigor el 16 de febrero de 2005 con la ratificación de 141 naciones. Pese a no haber entrado aún en vigor en 2002, la Unión Europea adoptó en abril de ese año la decisión de ajustarse unilateralmente a la reducción del 8% que para ella se preveía en el Protocolo. El reparto entre sus Estados Miembros del esfuerzo requerido para alcanzar la reducción conjunta, dio como resultado una serie de incrementos o reducciones permitidas en las emisiones de los diferentes países.

Objetivos nacionales en virtud de Kioto 1. Periodo (2008-2012)

Dado que el Protocolo permitía a los grupos de países alcanzar conjuntamente sus objetivos, la reducción general del 8% de la UE se desglosó en objetivos nacionales jurídicamente vinculantes. Estos objetivos se adaptaron a la riqueza relativa de cada país en ese momento, bajo el acuerdo de "reparto de la carga", incluido en la decisión de aprobación del Protocolo de Kioto (Decisión 2002/358 / CE).

Estos objetivos se expresaron como porcentajes de emisiones en un año de referencia elegido (generalmente 1990) y se tradujeron en una cantidad tope por país sobre las emisiones de efecto invernadero (expresado en toneladas equivalentes de CO²) para todo el período 2008-12.

Posteriormente, se han establecido objetivos individuales similares para los países que se adhirieron a la UE después de la adopción del Protocolo, excepto Chipre y Malta, que no tienen objetivos.

COP4 1998 Buenos Aires, Argentina. En esta conferencia se hizo evidente que había varios puntos pendientes del Protocolo de Kioto. Por lo tanto, se programó un periodo de dos años para clarificar y desarrollar herramientas de aplicación del Protocolo de Kioto.

COP5 1999 Bonn, Alemania. Esta conferencia estuvo dominada por el debate técnico sobre los mecanismos del Protocolo de Kyoto.

COP6 2000 La Haya. Esta conferencia se vio marcada inmediatamente por debates políticos sobre una proposición de EE.UU. para que se permitiera que áreas agrícolas y forestales se convirtieran en sumideros de dióxido de carbono. Si la proposición se hubiera aprobado, al mismo tiempo hubiera satisfecho en gran parte la obligación de EE.UU. de reducción de emisiones de GEI. También se hizo evidente la incertidumbre sobre las sanciones que se adoptarían para los países que no cumplieran sus obligaciones de reducción de emisiones. La reunión se terminó cuando los países de la UE rechazaron una propuesta de compromiso y las negociaciones fracasaron. Se acordó que las negociaciones se reanudarían en una conferencia extraordinaria en julio de 2001.

COP7 2001 Marrakech, Marruecos. En 2001, las partes se volvieron a reunir durante la conferencia anual regular. En ella, se completaron las negociaciones de las normas detalladas para la aplicación del Protocolo de Kyoto. Los resultados se recopilaron en documentos denominados los Acuerdos de Marrakech.

COP8 2002 Nueva Delhi, India. En esta conferencia, los países de la UE (bajo presidencia danesa) intentaron sin éxito que se aprobara una declaración exigiendo más acciones de las partes de la CMNUCC.

COP9 2003 Milán, Italia. Esta conferencia se centró en clarificar los últimos detalles técnicos del Protocolo de Kyoto.

COP10 2004 Buenos Aires, Argentina. En esta reunión, los países empezaron a iniciar debates sobre lo que sucedería cuando el Protocolo de Kyoto terminara en 2012. Los debates técnicos aún tomaron mucho tiempo.

COP11/CRP1 2005 Montreal, Canadá. Esta conferencia fue la primera tras la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto. Así pues, la reunión anual entre las partes de la CMNUCC(COP) se suplementó con la conferencia anual entre las partes del Protocolo de Kyoto (CRP). Los países que habían ratificado la

CMNUCC pero no el Protocolo de Kyoto tenían estado de observador en la segunda conferencia. Ambas conferencias se centraron en lo que debería suceder tras la finalización del Protocolo de Kyoto en 2012.

COP12/CRP2 2006 Nairobi. Se respondió finalmente a las últimas cuestiones técnicas sobre el Protocolo de Kyoto. Continuaron los intentos de llegar a un acuerdo para el periodo posterior a Kyoto y se establecieron una serie de hitos para dicho proceso.

COP13/CRP3 2007 Bali, Indonesia. En esta reunión se dio un paso adelante en el proceso de llegar a un acuerdo para sustituir el Protocolo de Kyoto. Primeramente, con el reconocimiento del informe más reciente del IPCC y sus conclusiones de que los signos de calentamiento global eran inequívocos; en segundo lugar formulando un texto común para requerir acciones más rápidas en esta área y finalmente con la adopción del Plan de Acción de Bali. Este plan estableció el marco de las negociaciones para la siguiente Conferencia.

COP14/CRP4 2008 Poznan, Polonia. Se acordó que la siguiente reunión de los países miembros de la ONU se realizaría en Bonn en marzo de 2009 para redactar un documento que recogiera las propuestas de reducción de GEI y los instrumentos para alcanzarlos. El texto que surgiera de este documento podría convertirse en el Protocolo de Copenhague. Los países que han ratificado el Protocolo de Kioto renovarían sus objetivos de reducción de emisiones a partir de 2012: reducción del 25-40% respecto de 1990. Cada país debía comunicar su objetivo de reducción dentro del rango antes de la primavera de 2009. En cuanto a la financiación, se alcanzó un acuerdo temporal de acceso al Fondo de Adaptación de los países más pobres. Se financiaba el 2% de cada proyecto de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

Cop15/CRP5 2009 Copenhague, Dinamarca. Se intenta negociar un nuevo acuerdo. La COP 15 se ha celebrado en conjunción con el quinto período de sesiones de la Conferencia de las partes en calidad de reunión de las partes en el Protocolo de Kyoto (CRP). El Acuerdo de Copenhague es un documento no vinculante negociado a última hora por los líderes de unos 30 países

participantes en la Conferencia. Aunque no se adoptó como texto de las Naciones Unidas, lo suscribieron 140 partes de la CMNUCC. Todos sus puntos clave se formalizarán posteriormente en Cancún.

COP16/CRP 6 2010 Cancún, México. Por primera vez se reconoce en un texto oficial de las Naciones Unidas que el calentamiento global debe mantenerse por debajo de 2 °C con respecto a las temperaturas preindustriales. Se acuerdan normas más estrictas sobre seguimiento, notificación y verificación de emisiones (SNV) y financiación contra el cambio climático. Se formaliza el compromiso de los países desarrollados de destinar a los países en desarrollo casi 30.000 millones de dólares estadounidenses como financiación inmediata a lo largo de 2010 y 2012. Se crea el Fondo Verde para el Clima y nuevas estructuras e instituciones que mejoran el apoyo a los países en desarrollo en aspectos como transferencia tecnológica, adaptación y deforestación tropical (REDD+).

COP 17/CRP 7 2011 Durban, Sudáfrica. Se crea la Plataforma de Durban para una Acción Reforzada, que hasta 2015 negociará un nuevo marco legal para todos los países del mundo. Se ponen en práctica y amplían los Acuerdos de Cancún: por ejemplo, con un nuevo mecanismo basado en el mercado para reducir las emisiones de manera económicamente rentable y con un procedimiento para analizar cuestiones climáticas relacionadas con la agricultura.

COP 18/CRP 8 2012 Doha, Qatar. En Doha el 8 de diciembre de 2012, se ultiman los detalles del segundo período del protocolo de Kyoto. Se acuerda un plan de trabajo para las negociaciones sobre un nuevo acuerdo mundial. Se hace operativo el mecanismo tecnológico establecido en Cancún y se pone en marcha un programa de trabajo sobre el mecanismo de mercado creado en Durban. Se aprobó la "Enmienda de Doha al Protocolo de Kyoto". La enmienda incluye varios aspectos:

- Nuevos compromisos para las Partes del anexo I del Protocolo de Kyoto que aceptaron asumir compromisos en un segundo período de

compromiso desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020.

- Una lista revisada de gases de efecto invernadero (GEI) a ser comunicada por las Partes en el segundo período de compromiso.
- Enmiendas a varios artículos del Protocolo de Kyoto en los que se hace referencia específica a cuestiones relativas al primer período de compromiso y que es necesario actualizar para el segundo período de compromiso.

El 21 de diciembre de 2012, la enmienda fue distribuida por el Secretario General de las Naciones Unidas, en su calidad de Depositario, a todas las Partes en el Protocolo de Kyoto, de conformidad con los artículos 20 y 21 del Protocolo.

COP 19/CRP 9 2013 Varsovia, Polonia. Se acuerda un calendario para que los países presenten sus contribuciones previstas al nuevo acuerdo mundial sobre cambio climático y planteen maneras de acelerar los esfuerzos hasta 2020. Se establece un mecanismo para atender a los daños y perjuicios causados por el cambio climático en los países en desarrollo más vulnerables. Se mejora la aplicación de las medidas ya acordadas: por ejemplo, financiación contra el cambio climático y transparencia de la declaración de emisiones.

COP 20/CRP10 2014 Lima, Perú. Se pide a todos los países que expliquen sus contribuciones previstas al acuerdo de 2015 de modo claro, transparente y comprensible. Se acuerdan los puntos provisionales del acuerdo y se decide acelerar las medidas previas a 2020.

COP 21/CRP11 2015 París, Francia. El Acuerdo de París culmina años de esfuerzos de la comunidad internacional por alcanzar un acuerdo multilateral y universal sobre el cambio climático. Es un tratado jurídicamente vinculante, que establece un plan de acción global para evitar el cambio climático.

Los Gobiernos acordaron:

1. el objetivo a largo plazo de mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C sobre los niveles preindustriales
2. limitar el aumento a 1,5 °C, lo que reducirá considerablemente los riesgos y el impacto del cambio climático
3. que las emisiones globales alcancen su nivel máximo cuanto antes, si bien reconocen que en los países en desarrollo el proceso será más largo
4. aplicar después rápidas reducciones basadas en los mejores criterios científicos disponibles.

Para alcanzar las metas a largo plazo contenidas en el Acuerdo, los gobiernos deben actualizar regularmente sus objetivos de reducción de emisiones. Antes de la Conferencia de París, 189 países participantes presentaron sus contribuciones nacionales previstas, que abarcarían períodos de 5 o 10 años a partir de 2020. Estos planes nacionales de acción sobre el clima, comunicados por estos 189 países participantes, no serán sin embargo suficientes para mantener el calentamiento global por debajo de los 2°C. Anticipando este escenario, el Acuerdo de París acordó un conjunto de metas, calendarios, compromisos y planes de acción encaminados a garantizar que las Partes fortalezcan regularmente sus compromisos. A partir de 2023, los gobiernos se reunirán cada cinco años en una evaluación global, basada en los últimos avances científicos hasta la fecha. De dicha evaluación se establecerá el contexto para el aumento de los objetivos de todas las Partes examinando lo que se ha logrado colectivamente y qué más se necesita hacer para alcanzar el objetivo de reducir el calentamiento global por debajo de los 2°C. La evaluación global de los cinco años evaluará el progreso colectivo antes de cada nueva ronda de nuevos compromisos. En 2018 y antes de que entre en vigor el Acuerdo de París, se celebrará un encuentro para hacer un balance de los esfuerzos colectivos e informar de la preparación de nuevas contribuciones.

Para garantizar que los países cumplen sus compromisos, se crea un sistema de rendición de cuentas que no tiene carácter punitivo, sino que pretende identificar cuando las Partes están alejadas de sus objetivos y ayudarlas a volver a encaminarse. Cada Parte está legalmente obligada a adoptar medidas

nacionales de mitigación con el fin de lograr los objetivos de sus contribuciones.

Se estableció que el Acuerdo de París entraría en vigor cuando al menos 55 Partes que representasen al menos un 55% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo ratificasen. Estos números fueron escogidos para garantizar la participación de los mayores emisores, en particular China, Estados Unidos y la UE. El 5 de octubre de 2016, la UE ratificó formalmente el acuerdo de París, lo que permitió que entrara en vigor el 4 de noviembre de 2016.

El Acuerdo de París reconoce la importancia de evitar, minimizar y hacer frente a las pérdidas y los daños asociados al cambio climático, incluidos los fenómenos meteorológicos extremos y los acontecimientos de inicio lento, como la pérdida de acuíferos de agua dulce y glaciares. El Acuerdo aborda estas preocupaciones fortaleciendo el Mecanismo Internacional de Varsovia sobre Pérdidas y Daños para promover la cooperación en estas cuestiones. Las disposiciones del Acuerdo de París relativas a las pérdidas y los daños no implican ni constituyen una base para ninguna responsabilidad o compensación.

En la conferencia sobre el clima de Copenhague de 2009, los países desarrollados se comprometieron colectivamente a aportar USD 100.000 millones anuales de financiación para 2020. Un reciente informe de la OCDE ha estimado que los países en desarrollo movilizaron USD 62.000 millones de financiación en 2014. La UE aporta colectivamente más ayuda que todos los demás donantes, habiendo desembolsado 59.200 millones de euros en 2014. La Decisión adjunta al Acuerdo sobre el Clima de París requiere una acción mayor antes de 2020. Insta a los países desarrollados a que amplíen la financiación para la lucha contra el cambio climático y preparen una hoja de ruta concreta para alcanzar la meta de 100 mil millones para 2020, cubriendo tanto las medidas de mitigación como las de adaptación. Los países desarrollados se han comprometido a seguir proporcionando financiamiento climático para medidas de mitigación y adaptación. Continuarán aportando

USD 100.000 millones de financiación climática por año hasta 2025. La UE y sus Estados miembros aportarán su parte de este objetivo. Se fijará un objetivo cuantificado colectivo nuevo y superior para 2025. El Acuerdo de París alienta a los países en desarrollo, incluidas las economías emergentes, a que proporcionen o continúen proporcionando financiación climática de manera voluntaria, mientras que los países desarrollados deberían seguir liderando la movilización del financiamiento climático de diversas fuentes, tanto públicas como privadas.

En sintonía con el Acuerdo de la COP 21 en París, la Directiva sobre energías renovables debe adaptarse para cumplir el objetivo acordado de mantener el aumento mundial de la temperatura en 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales. Una economía basada en un 100 % de energías renovables solo puede alcanzarse reduciendo nuestro consumo de energía, aumentando la eficiencia energética e impulsando las fuentes de energía renovables.

1.2. La política energética en la Unión Europea

En 1996 se publicó el Libro Blanco de la Comisión Europea titulado “Una Política Energética para la Unión Europea”, el cual contenía las propuestas de acción específica relacionadas con esta área. Dividido en cinco partes, en la primera parte “Introducción” establece la necesidad de la redacción del libro blanco de la energía e introduce el debate del libro verde de la energía publicado por la Comisión el año 1995.

La segunda parte “Marco general de actuación”, aborda la mundialización de los mercados, los problemas medioambientales, la tecnología y las responsabilidades institucionales de la comunidad. La tercera “Tendencias generales en el campo de la energía e hipótesis de evolución posibles”, trata las tendencias generales, el contexto mundial, además trata la oferta y demanda de energía a nivel mundial y a nivel de la Comunidad, la tecnología y su relación con el medio ambiente y la producción autóctona y la dependencia de las importaciones energéticas. La cuarta parte “Orientaciones para la aplicación de la política energética” trata en primer lugar sobre la creación del mercado interior de la energía, su supervisión y la competencia en condiciones de igualdad. Además trata la creación de un clima favorable a las inversiones.

En segundo lugar aborda la gestión de la dependencia energética del exterior, en particular, la seguridad del abastecimiento energético y las medidas en caso de crisis en el abastecimiento de petróleo. Trata sobre la situación de la oferta de otros combustibles y sobre la diversificación entre combustibles sólidos (hulla, lignito y turba), energía nuclear y energías renovables, sobre el transporte y sobre las relaciones internacionales en el campo de la energía. En tercer lugar aborda el desarrollo sostenible con cuatro aspectos básicos como son la protección del medio ambiente, la eficiencia energética, las energías renovables y el papel de las regiones y zonas rurales y urbanas. Por último en cuarto lugar trata sobre la tecnología energética y la investigación, con cuatro pilares principales, el papel de la investigación y el desarrollo tecnológico, la estrategia de investigación y desarrollo tecnológico sobre energía, y la difusión de tecnologías energéticas

La política energética de la Unión Europea (UE) queda definida en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), publicado el 30 de marzo de 2010 en el Diario Oficial de la Unión Europea. Este Tratado y el Tratado de la Unión Europea constituyen los Tratados sobre los que se fundamenta la Unión.

El artículo 3 del TFUE indica que la Unión dispondrá de competencia exclusiva en el establecimiento de las normas sobre competencia necesarias para el funcionamiento del mercado interior.

En su artículo 4 establece que la UE dispondrá de competencia compartida con los Estados miembros en el ámbito de la energía y de las redes transeuropeas, entre otros ámbitos principales.

El artículo 114 establece que el Parlamento Europeo y el Consejo, previa consulta al Comité Económico y Social, adoptarán las medidas relativas a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros que tengan por objeto el establecimiento y el funcionamiento del mercado interior en materia de salud, seguridad, protección del medio ambiente y protección de los consumidores, y se basarán en un nivel de protección elevado. Este artículo es el que sienta la base para un mercado interior de la energía en la UE.

El artículo 122 establece que sin perjuicio de los demás procedimientos establecidos en los Tratados, el Consejo, a propuesta de la Comisión, podrá decidir, con un espíritu de solidaridad entre Estados miembros, medidas adecuadas a la situación económica, en particular si surgieren dificultades graves en el suministro de determinados productos, especialmente en el ámbito de la energía.

El artículo 170 habla de las Redes Transeuropeas, estableciendo que la UE contribuirá a su desarrollo en el sector de la energía entre otros sectores. También establece que se deberá favorecer la interconexión de las redes nacionales y el acceso a dichas redes.

El artículo 171 indica las acciones que se deberán llevar a cabo para alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 170. Estas acciones son, en primer lugar elaborar un conjunto de orientaciones relativas a los objetivos, prioridades y grandes líneas de acción relacionadas con las redes transeuropeas. En segundo lugar, realizar las acciones necesarias, en especial la normativa técnica, para garantizar la interoperabilidad de las redes. En tercer lugar, apoyar los proyectos de interés común apoyados por Estados miembros, aportando incluso financiación a través de los Fondos de Cohesión. No obstante se tendrá en cuenta la viabilidad económica de dichos proyectos. Por otra parte, este artículo establece que los Estados miembros coordinarán entre sí y con la Comisión sus políticas energéticas que apliquen a escala nacional. Por último se establece que la UE podrá cooperar con terceros países en el desarrollo de proyectos de interés común y para garantizar la interoperabilidad de las redes.

El artículo 191 establece que la política de la UE en el ámbito del medio ambiente persigue alcanzar un nivel de protección elevado, para lo cual establece unos objetivos. Estos objetivos son en primer lugar la conservación, protección y mejora del medio ambiente, en segundo lugar la protección de la salud de las personas, tercero la utilización racional y prudente de los recursos naturales y por último el fomento de medidas a escala internacional para la defensa del medio ambiente y en particular la lucha contra el cambio climático.

El artículo 192 indica que el Parlamento Europeo y el Consejo, decidirán las acciones necesarias para alcanzar los objetivos del artículo 191. También se indica que el Consejo, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones, adoptará las medidas que afecten de forma significativa a la elección por un Estado miembro entre diferentes fuentes de energía y a la estructura general de su abastecimiento energético.

El artículo 194 establece los objetivos de la política energética de la UE. Estos objetivos están basados en un espíritu de solidaridad entre sus Estados miembros, y en la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente. Cada Estado miembro mantiene, no obstante, su derecho “a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético”. Se establecen cuatro objetivos principales, que son:

- a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía;
- b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión;
- c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y
- d) fomentar la interconexión de las redes energéticas.

Se encarga al Parlamento Europeo y al Consejo, la adopción de las medidas necesaria para alcanzar los objetivos anteriores. Estas medidas deberán consultarse previamente al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones. No obstante, cada Estado miembro mantiene el derecho “a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético”.

La Política exterior de la energía viene enmarcada por los artículos 216 a 218. El Artículo 216 establece que la Unión podrá celebrar acuerdos con terceros países cuando la celebración de dichos acuerdos, sea necesaria para alcanzar alguno de los objetivos establecidos en los Tratados de la UE. Los acuerdos celebrados por la Unión vincularán a las instituciones de la Unión y a los

Estados miembros. El Artículo 217 establece que la Unión podrá celebrar con uno o varios terceros países o con organizaciones internacionales acuerdos que establezcan una asociación. El Artículo 218 establece el procedimiento para la negociación y celebración de acuerdos entre la Unión y terceros países u organizaciones internacionales.

Según se indica en el último informe de situación de la Comisión Europea en materia de energías renovables (2016), y de conformidad con el artículo 194 del Tratado Fundacional de la UE, la política energética europea debe garantizar el funcionamiento del mercado de la energía, garantizar la seguridad del abastecimiento energético, fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías renovables, y promover la interconexión de las redes energéticas.

1.3. Reducciones logradas en la UE con el Protocolo de Kyoto

La UE y sus Estados miembros han cumplido sus compromisos en el marco del primer período de compromiso del Protocolo de Kyoto (2008-2012).

Durante todo el período, las emisiones totales de la UE, sin Chipre y Malta, que no tenían objetivos, eran 23,5 gigatoneladas de CO² equivalente. Esto equivale a una reducción de alrededor del 19% por debajo del año base en el período 2008-2012 en el país, sin contar las reducciones adicionales provenientes de los sumideros de carbono y los créditos internacionales.

La UE-15 ha logrado una reducción global del 11,7% en el país, sin contar las reducciones adicionales procedentes de los sumideros de carbono y los créditos internacionales.

Hasta 2020, año en el que entrará en vigor el Acuerdo de París, el mundo debe intensificar sus medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además de las actuales normas de la CMNUCC, hasta 2020, la acción internacional contra el cambio climático tendrá los siguientes componentes:

- Compromisos de reducción de emisiones: más de 100 países (desarrollados y en desarrollo) se han comprometido voluntariamente a

reducir las emisiones hasta 2020. La UE quiere que los países que aún no hayan presentado compromisos para 2020 lo hagan cuanto antes. Pero también hace falta mayor transparencia a la hora de aplicar los compromisos ya presentados.

- Para el segundo período de Kioto (2013-2020), 38 países desarrollados, entre ellos la UE y sus países miembros, han asumido compromisos vinculantes para reducir aún más sus emisiones durante el segundo periodo del compromiso de Kyoto.

1.4. Directivas Europeas sobre energías renovables

El 27 de octubre de 2001 entró en vigor la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de Septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Esta directiva vio la luz considerando una serie de motivos, entre los que podemos citar, que *“la explotación de las fuentes de energía renovables están infrautilizadas en la Comunidad Europea por esas fechas, por lo que la Comunidad reconoce la necesidad de promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye, entre otros aspectos a la protección medioambiental y al desarrollo sostenible”*. En segundo lugar, *“se señala en el Libro Blanco sobre las fuentes de energía renovables que la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables es un objetivo prioritario para la Comunidad, por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social”*. En tercer lugar, *“el incremento en el uso de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables es una parte importante del conjunto de medidas necesarias para cumplir el Protocolo de Kioto de la CMNUCC”*.

Esta Directiva 2001/77/CE estaba formada por once artículos. Su artículo primero establece que *“el objetivo es fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad en el mercado interior de la electricidad y sentar las bases de un futuro marco*

comunitario para el mismo". Su artículo tres, objetivos indicativos nacionales, establece en su apartado primero que *"los Estados miembros adoptarán medidas adecuadas para promover el aumento del consumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables"*. En su apartado segundo, se indica que *"a más tardar el 27 de octubre de 2002 y a partir de entonces cada cinco años, los Estados miembros adoptarán y publicarán un informe que establezca, para los diez años siguientes, los objetivos indicativos nacionales de consumo futuro de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en términos de porcentaje del consumo de electricidad."* En el apartado tercero se establece que *"los Estados miembros publicarán, por primera vez a más tardar el 27 de octubre de 2003 y posteriormente cada dos años, un informe en el que se analice el grado de cumplimiento de los objetivos indicativos nacionales"*. El apartado cuarto indica que *"la Comisión, basándose en los informes de los Estados miembros mencionados en los apartados 2 y 3, evaluará la medida en que, — los Estados miembros han avanzado en la realización de sus objetivos indicativos nacionales, — los objetivos indicativos nacionales son compatibles con el objetivo indicativo global del 12 % de consumo nacional bruto de energía en 2010 y, en particular, con una parte indicativa del 22,1 % de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el consumo total de electricidad de la Comunidad en 2010."* El artículo cinco establece la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. El Artículo 6 establece los procedimientos administrativos. El artículo siete establece cuestiones relativas a la red, indicando en su apartado primero que *"sin perjuicio del mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad de la red, los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para que los operadores de sistemas de transporte y de distribución presentes en su territorio garanticen el transporte y la distribución de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Podrán, además, establecer un acceso prioritario a la red de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables."*

El 5 de junio de 2009 entró en vigor la *Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de*

energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

La Directiva 2009/28/CE en su Artículo 1, Objeto y ámbito de aplicación, *“establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Fija objetivos nacionales obligatorios en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía y con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el transporte. Establece normas relativas a las transferencias estadísticas entre Estados miembros, los proyectos conjuntos entre Estados miembros y con terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos, la información y la formación, y el acceso a la red eléctrica para la energía procedente de fuentes renovables. Define criterios de sostenibilidad para los biocarburantes y biolíquidos.”*

La Directiva 2009/28/CE ha fijado como objetivos generales conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

La Directiva 2009/28/CE se ha convertido en el principal impulsor de las inversiones europeas en energías renovables y de las políticas de apoyo a esas energías por parte de los diferentes Estados de Europa. En aplicación de esta Directiva los diferentes Estados miembros han aprobado sus propias normativas para conseguir los objetivos marcados para el año 2020.

Así por ejemplo, en Francia se aprobó entre otras, la Ley 2000-108 de 10 de febrero de 2000 sobre la modernización y el desarrollo del servicio público de electricidad (*Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*).

En el caso de España, la legislación aplicada para el desarrollo de las energías renovables también es abundante. En particular, tiene especial interés, el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de*

producción de energía eléctrica en régimen especial, así como también el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

1.5. Métodos de valoración de proyectos de energías renovables

Para la valoración de proyectos de inversión, el método más habitual es el de los flujos de caja actualizados. Este método consiste en calcular el valor actual de los flujos de caja que genera el proyecto, independientemente del año en el que se produzcan. Como señalan Brealey y Myers (1991), uno de los atractivos de los valores actuales es que todos están expresados en unidades monetarias de hoy y por tanto se pueden sumar. La suma de los flujos de caja actualizados menos el valor de la inversión, nos da como resultado el valor del proyecto. Este método de valoración ampliamente extendido se conoce como Valor Actual Neto o VAN.

El motivo por el que este método es tan ampliamente utilizado es porque muestra la cuantía exacta en la que se incrementa el patrimonio del propietario del proyecto, sea este una empresa o un particular.

Dado que descontamos los flujos de caja a una tasa determinada, si el VAN es positivo, indica que esa cantidad es el exceso de valor que crea el proyecto una vez que se ha retribuido el coste del capital a la tasa de descuento utilizada.

La ecuación general del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Donde definimos:

I: Coste del proyecto o desembolso inicial.

$Q_t = C_t - P_t$: Flujo Neto de Caja de cada período.

C_t : Cobros o flujos de entrada de caja que se esperan recibir al final de cada período.

P_t : Pagos o salidas de caja previstas al final de cada período.

n : Duración u horizonte temporal del proyecto.

K : Tipo de descuento o coste de capital de la empresa.

La tasa de descuento o de actualización es el coste de oportunidad de los recursos financieros también entendida como la rentabilidad de una inversión alternativa, con el mismo nivel de riesgo que la que estamos analizando.

El VAN pone en evidencia que a medida que nos alejamos en el tiempo para la obtención de los flujos de caja, éstos cada vez valen menos, porque el dinero generado vale menos cuanto más tarde se obtenga. Los factores de actualización correspondientes a años lejanos son más pequeños que los correspondientes a años más próximos porque cuantos más años transcurren, el factor de descuento es menor ya que elevamos a una potencia cada vez mayor.

El criterio del VAN propone que un proyecto de inversión sólo debe emprenderse si su VAN es mayor que cero. Llevando a cabo todos aquellos proyectos que tengan un VAN positivo la empresa incrementará su riqueza, ya que cada inversión contribuirá a aumentar su valor. Si la empresa debe elegir entre varios proyectos de inversión debido a que tenga un presupuesto de capital limitado, se debería ir asignando el capital a aquellos proyectos con un VAN mayor, hasta agotar el presupuesto. Dicho de otra forma, si tenemos dos proyectos con dos valores diferentes del VAN, el mejor de ellos será aquel proyecto que tenga un mayor VAN.

Entre las ventajas que tiene el VAN, podemos citar que tiene en cuenta el efecto de depreciación del valor del dinero con el paso del tiempo, así como que es intuitivo y de fácil aplicación. Entre los inconvenientes principales, podemos destacar la dificultad que hay en la práctica a la hora de calcular el valor del coste del capital para el descuento de los flujos de caja. Entre las

tasas de descuento más aceptadas se encuentra el coste medio ponderado del capital o WACC. La palabra WACC proviene de las siglas en inglés de *Weighted Average Cost of Capital*. Se trata del coste que se utiliza para el descuento de flujos de caja en el cálculo del VAN. Este coste representa el coste ponderado de los recursos que emplea la empresa a largo plazo, pudiéndose diferenciar entre recursos propios y deuda. Una vez utilizado este coste en el descuento de los flujos de caja en el VAN, se trata de pedir a las inversiones que realice la empresa unas rentabilidades superiores, esto es lo mismo que pedir un VAN positivo.

El coste ponderado del capital antes de impuestos se calcula mediante la expresión:

$$WACC = (E \cdot k_e + D \cdot k_d) / (E + D) \quad (2)$$

siendo:

E = capital aportado por los accionistas o recursos propios

D = cantidad financiada con deuda

k_e = rentabilidad exigida por los accionistas

k_d = coste de la deuda financiera

La proporción de deuda (D) y recursos propios (E), son habitualmente conocidas. El coste de la deuda financiera (k_d) viene dado por la entidad financiera. El cálculo de la rentabilidad exigida por los accionistas se obtiene a partir del modelo CAPM desarrollado por Sharpe (1963) este nombre lo forman las siglas del conocido Capital Asset Pricing Model.

Este modelo indica que la rentabilidad de las acciones de una empresa viene dadas por la rentabilidad de los activos sin riesgo más una cantidad relacionada con la prima de riesgo del mercado. Esta cantidad puede ser mayor, igual o menor que dicha prima de riesgo. Esto va a depender de la volatilidad que tenga la empresa en relación a la del mercado.

La relación de equilibrio que describe el CAPM es:

$$k_e = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) \quad (3)$$

siendo:

r_f = rentabilidad para inversiones sin riesgo.

r_m = rentabilidad esperada del mercado.

β = coeficiente de volatilidad beta.

El coeficiente beta indica cuánto varía el rendimiento de un activo financiero en función de las variaciones producidas en el rendimiento del mercado en el que se negocia. Es decir si en un determinado período de tiempo, los cambios experimentados en el rendimiento del mercado, son superiores a los cambios del rendimiento del activo financiero, el valor del coeficiente beta del activo será menor que la unidad. Por el contrario, si los cambios en el rendimiento del mercado son menores que los cambios en el rendimiento del activo financiero, su beta será mayor que la unidad. Por último, si los cambios son iguales, el valor de beta será la unidad. La mayor parte de los coeficientes beta se hallan entre 0,5 y 2.

De esta forma se ha calculado el coste medio ponderado del capital o WACC. Esta tasa de descuento se utilizará en el cálculo del VAN del proyecto.

La valoración de las opciones se realiza en un mundo de riesgo neutral, esto es, descontando el valor de la opción a la tasa libre de riesgo. La hipótesis de partida es que el logaritmo natural del activo subyacente sigue un movimiento geométrico browniano (Lamothe et al, 2004).

Cuando se trata de valoración de proyectos cuyos flujos de caja están influidos por la regulación económica, como es el caso de los proyectos de energías renovables, u otros proyectos en los que la flexibilidad de gestión está presente, el VAN tradicional puede subestimar notablemente el valor de los proyectos. Ignorar el valor de la flexibilidad puede conducir a los responsables de los proyectos a cometer graves errores, tales como rechazar proyectos que crean riqueza, la realización de inversiones no adecuadas, o elegir el proyecto equivocado. Como se ha comentado anteriormente, la flexibilidad que rodea el proyecto hace que éste tenga unas opciones reales que de ser valoradas

hacen que su valor real sea muy distinto. Estos aspectos relacionados con la flexibilidad que rodea al proyecto no pueden ser valorados adecuadamente con el VAN lo que supone una limitación en la aplicación del mismo.

Para valorar un proyecto de inversión, en primer lugar se estiman los flujos de caja que se espera genere dicho proyecto y a continuación se calcula su valor actual descontando los flujos de caja obtenidos a una tasa apropiada, generalmente el coste de oportunidad del capital. El método de opciones reales consiste en valorar los proyectos de inversión considerando el valor actual de sus flujos de caja y el valor de las opciones que lleve asociadas y que pueden ejercerse dependiendo de la incertidumbre en el desarrollo de los acontecimientos.

Los modelos de valoración de opciones se pueden dividir en modelos analíticos, que en general se plantean en tiempo continuo y suelen ser extensiones del modelo de Black y Scholes (1973), y en modelos que exigen algoritmos de cálculo numérico, siendo los modelos más conocidos el método binomial propuesto por Cox-Ross-Rubinstein (1979), y el método de Montecarlo propuesto por Boyle (1976). De los modelos anteriores, en esta tesis se va a aplicar el método de Montecarlo para obtener la valoración del proyecto y de las opciones reales incluidas en la normativa.

La simulación de Montecarlo es una técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números aleatorios y automatizar cálculos. La clave de la simulación Montecarlo consiste en crear un modelo matemático del sistema que se quiere analizar, identificando aquellas variables (*inputs* del modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificados dichos *inputs* o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento consistente en generar, con ayuda del ordenador, muestras aleatorias de valores concretos para dichos *inputs*, y analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir n veces este experimento, dispondremos de n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual nos será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo; obviamente, nuestro análisis será tanto más preciso cuanto mayor sea

el número n de experimentos que llevemos a cabo. Esta metodología fue introducida por Boyle (1976). El método de Montecarlo se utiliza para simular un conjunto muy grande de procesos estocásticos.

Las hojas de cálculo como Excel (y cualquier lenguaje de programación estándar) son capaces de generar números aleatorios provenientes de una distribución uniforme entre el 0 y el 1. Este tipo de números aleatorios son los elementos básicos a partir de los cuales se desarrolla cualquier simulación por ordenador.

En Excel, es posible obtener un número aleatorio, proveniente de una distribución uniforme entre el 0 y el 1, usando la función *ALEATORIO*. Los números generados mediante esta función tienen dos propiedades que los hacen equiparables a números completamente aleatorios:

1. Cada vez que se usa la función *ALEATORIO*, cualquier número real entre 0 y 1 tiene la misma probabilidad de ser generado (de ahí el nombre de distribución uniforme).
2. Los diferentes números generados son estadísticamente independientes unos de otros (es decir, el valor del número generado en un momento dado no depende de los generados con anterioridad).

Como se ha explicado anteriormente, se necesitan conseguir valores de las variables de las que conocemos su función de distribución. Para ello utilizamos un algoritmo que tendrá las siguientes etapas:

1. Generar números aleatorios. Mediante la función *ALEATORIO* de Excel.
2. Transformación inversa dependiente de la distribución.
3. Obtener x de la distribución deseada.

1.6. Revisión de la literatura

En este apartado se presenta de forma resumida la literatura que consideramos más relevante para enmarcar el trabajo realizado en esta tesis. Por un lado, en un primer bloque se comenta una serie de trabajos que analizan el impacto de la normativa y la regulación en el desarrollo de las energías renovables. En un

segundo bloque, se resumen los artículos relacionados con la teoría de las opciones reales.

1.6.1. Análisis económico de las energías renovables

El trabajo de Del Río y Burguillo (2007) trata de hacer una contribución respecto a los impactos socioeconómicos de las fuentes de energía renovables para contribuir al desarrollo sostenible de los territorios. Estos impactos incluyen la diversificación del suministro de energía, el aumento de las oportunidades de desarrollo regional y rural, la creación de una industria y oportunidades de empleo nacionales. Para ello desarrolla un marco teórico integrado que permite un análisis exhaustivo del impacto de la energía renovable en la sostenibilidad local y que se pueden aplicar para identificar empíricamente estos beneficios en diferentes territorios.

En Del Río (2010) el objetivo es analizar las interacciones entre las medidas de promoción de la eficiencia energética y la promoción de las energías renovables, para ver si su coexistencia puede dar lugar a solapamientos, sinergias o conflictos entre ellos.

En San Miguel et al (2010) se da una actualización de la situación actual con respecto a la utilización de las energías renovables en España, proporcionando una descripción del marco normativo existente y analizando su eficacia real en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. También se proporciona información sobre la incidencia de otros beneficios socioeconómicos, así como de la evolución en el tiempo de los regímenes de ayuda, y los cambios previstos para los años siguientes.

En Del Río et al (2011) se proporciona una visión general y un análisis cualitativo de los instrumentos y opciones de diseño para apoyar la repotenciación de los parques eólicos en tierra. El análisis multicriterio realizado en este trabajo muestra que todos los instrumentos tienen sus ventajas e inconvenientes. Se muestra que el sistema Feed-in tariff y las subvenciones a la inversión parece ser instrumentos particularmente adecuadas a este respecto. Además, se proporciona una evaluación de

diferentes opciones de diseño para promover la repotenciación de acuerdo con determinados criterios clave de evaluación.

En Del Río y Bleda (2012), se proporciona una evaluación comparativa de los efectos de los instrumentos de apoyo a la difusión de las tecnologías de electricidad renovable. El documento proporciona un vínculo entre dos corrientes principales de la literatura: las funciones de los sistemas de innovación y la literatura sobre regímenes de ayuda a la electricidad renovable. Se demuestra que, el sistema feed-in tariff tiende a ser superior a otros instrumentos de política (cuotas con certificados verdes negociables y licitaciones), aunque todavía necesita ser complementado con otros instrumentos, los más importantes, el apoyo directo a la I+D. Además, estos efectos de innovación se ven afectados por los elementos de diseño específico de los instrumentos elegidos.

El trabajo de Del Río y Mir (2012), proporciona una visión general de las tendencias del sistema feed-in tariff para la energía solar fotovoltaica en España y sus elementos de diseño. También identifica algunas implicaciones para el despliegue eficaz y rentable de la energía solar fotovoltaica en España y se infieren algunas lecciones que podrían ser útiles para la puesta en práctica de apoyo a la energía solar fotovoltaica en otros lugares.

En Del Río y Tarancón (2012) se muestra que las adiciones de capacidad de electricidad eólica terrestre en los Estados miembros de la UE están negativa y significativamente relacionadas con los barreras administrativas y con los cambios en los esquemas de apoyo público y positiva y significativamente relacionados con el clima general de inversión. Se analizan otras variables pero no son estadísticamente significativas, aunque por lo general tienen el signo esperado. Los resultados sugieren que, más que el nivel de ayuda concedido a las tecnologías de energía renovable y el potencial del recurso eólico de cada país, las adiciones de capacidad son alentadas por la eliminación de las barreras administrativas y por una mayor estabilidad regulatoria, lo que lleva a reducir los riesgos de inversión.

En este campo también podemos destacar el monográfico de Cuadernos Económicos de ICE, número 83 de Junio 2012, coordinado por Emilio Cerdá y constituido por los trabajos de André et al (2012), Labandeira et al (2012), del Río (2012), Markandya (2012), Ciarreta et al (2012), Cerdá (2012), Guerrero et al. (2012), Vera (2012) y Mir (2012).

En Del Río (2012) se analiza comparativamente los elementos de diseño de los principales instrumentos de promoción de la electricidad renovable (primas y certificados verdes) según el criterio de eficiencia económica. Para ello aporta datos sobre los costes de la generación eléctrica renovable y profundiza en el criterio de eficiencia económica. Describe los principales instrumentos de promoción de las renovables y sus elementos de diseño. Analiza las ventajas e inconvenientes de los instrumentos y los elementos de diseño según los distintos aspectos del criterio de eficiencia. Y concluye con que no existe en general ningún elemento de diseño que sea superior a otros en todos y cada uno de los aspectos del criterio de eficiencia económica considerados. Esto implica que los decisores públicos deberán elegir uno u otro elemento de diseño teniendo en cuenta cual es su prioridad: la reducción de los costes de generación, de las transferencias a los productores o la promoción de la eficiencia dinámica. Desde una perspectiva global y de largo plazo, serán necesarios instrumentos y elementos de diseño adaptados a la madurez de las tecnologías.

En Ciarreta et al (2012), se cuantifican los efectos que tendría conseguir el objetivo del Plan de Energías Renovables 2011-2020, sobre el precio de la energía en el mercado mayorista y sobre el volumen de primas, lo que influiría, a su vez, en el déficit tarifario. Esta situación se compara con la que tendría lugar si se mantuviese la capacidad renovable al nivel que correspondería a la supresión de los incentivos a las nuevas instalaciones de producción de energía renovable. Simulando el comportamiento del pool se observa que el incremento de generación renovable del 50,41 por 100 propuesto en el PER conllevaría una notable reducción del precio marginal con respecto a un escenario en el que se mantuviera la producción del RE a los niveles actuales. Dicha reducción sería tanto mayor cuanto mayor fuera la demanda. En cuanto al análisis del sistema de incentivos al RE, atendiendo a los objetivos de

participación renovable propuestos en el PER 2011-2020 y a los dos escenarios planteados en el trabajo, se concluye que los incentivos a las energías renovables no son necesariamente perniciosos para el déficit de tarifa. El resultado depende del nivel de primas aprobado, así como de la demanda de energía a satisfacer. Se comprueba que una regulación lo suficientemente moderada en cuanto al nivel de las primas, pero capaz de estimular la inversión, puede disminuir el déficit tarifario, independientemente de las previsiones de demanda.

En Cerdá y Del Río (2015) se comparan las dos interpretaciones principales del concepto coste-eficacia en las medidas de apoyo a la electricidad renovable, utilizando un modelo matemático. Además, se proponen dos tipos de mecanismos de transferencia de rentas de los consumidores a los productores.

En Mir et al (2015) se analiza el impacto de los mecanismos de contención de costes en la rentabilidad de las plantas de energía solar fotovoltaica en España. Los resultados muestran que estas medidas han tenido un impacto moderado sobre la rentabilidad de esas plantas, que sigue siendo relativamente alta, con tasas internas de retorno que siempre están por encima del 7% en todos los casos simulados.

En Del Río y Cerdá (2014), se expone que algunos autores definen el concepto de coste-eficacia del apoyo a la electricidad renovable como la que se ajusta al principio de equimarginalidad, mientras que muchos otros autores, lo definen como "los costes más bajos de apoyo", en general, equiparándolo con la minimización de costes para el consumidor. El objetivo del trabajo es clarificar las diferencias entre ambos enfoques y sus implicaciones de política con respecto a la elección de los instrumentos de apoyo. Se demuestra que en parte se solapan y que sus implicaciones políticas son claramente diferentes, dando lugar a muy diferentes recetas políticas. Mientras que el principio de equimarginalidad favorece instrumentos de tecnología y elementos de diseño neutros, el enfoque de "minimización de los costes de consumo" favorece instrumentos y elementos de diseño que ajustan los niveles de apoyo a los costes de las tecnologías.

En Ortega et al (2013) se proporciona una evaluación de los beneficios y costes de la implementación de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables en España entre 2002 y 2011. Los beneficios se refieren a la reducción de las emisiones de CO₂ y a las importaciones de combustibles fósiles. Estos beneficios se comparan con los costes del apoyo público para el desarrollo de la electricidad renovable concedido a través del sistema feed-in tariff. Los resultados muestran que los beneficios de la promoción de la electricidad renovable han compensado los costes de su desarrollo, aunque una variación significativa se puede observar en función de las tecnologías. Si bien esos beneficios han sido mayores que los costes para los parques eólicos en tierra y pequeñas centrales hidroeléctricas, este no es el caso de las tecnologías solares. Los costes han sido significativamente más altos que los beneficios en el caso de la energía solar fotovoltaica y ligeramente superior en el caso de la solar termoeléctrica.

En Del Río y Mir (2014) se revisan las combinaciones de instrumentos de apoyo a las energías renovables en la Unión Europea. Se demuestra que las combinaciones son un fenómeno generalizado en los Estados miembros de la UE. Se ha encontrado que las mezclas más frecuentes de instrumentos están entre las leyes feed-in (feed-in tariffs, y cada vez más feed-in premiums), por una parte, y los subsidios a la inversión, créditos blandos e incentivos fiscales, por el otro.

Del Río y Linares (2014) sostienen que algunos de los problemas del pasado con las subastas, como instrumentos para la promoción de la electricidad renovable, pueden ser mitigados con los elementos de diseño adecuados y que, de hecho, las subastas pueden desempeñar un papel importante en la futura aplicación de los instrumentos de apoyo a la electricidad renovable en todo el mundo. En el documento se ofrece una propuesta para la integración coherente de varios instrumentos de apoyo.

En Mir y Del Río (2014) el objetivo es proporcionar una visión sobre la relación coste-eficacia de las combinaciones de instrumentos de desarrollo para la misma tecnología de origen renovable. Se ha desarrollado para este fin un modelo financiero, donde los sistemas feed-in tariffs se combinan con subsidios

a la inversión y créditos blandos. Los resultados muestran que los costes de la política de combinaciones son los mismos que para el sistema feed-in tariffs como única opción. Por lo tanto, la combinación de instrumentos para desarrollo de la energía renovable no sirve como una estrategia de contención de costes.

En Ortega et al (2015) se presenta una metodología novedosa que integra las consideraciones antes mencionadas con el fin de calcular los efectos en el empleo de utilización de las energías renovables. Se aplica a tres tecnologías de energía renovable - energía fotovoltaica, eólica terrestre y eólica marina - en los Estados miembros de la Unión Europea en el periodo 2008-2012. La metodología propuesta puede ser útil para la evaluación de los efectos socioeconómicos de las políticas y los programas de inversión dirigidos a la implantación de las tecnologías de energía renovable.

Podemos referenciar otros trabajos que analizan el impacto de la normativa y la regulación sobre las emisiones de CO₂ y el cambio climático.

En Yábar (2005) se investiga sobre las emisiones de CO₂ procedentes de las fuentes móviles en España, en concreto las derivadas del “sector transporte” y sus perspectivas, tras la aprobación y puesta en vigor de la Ley 1/2005 del “mercado de emisiones” y el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión, 2005-2007. El análisis y las proyecciones se realizan para la CA de Andalucía. La conclusión principal a la que se llega es que el diseño de estrategias y la adopción de políticas y medidas autonómicas de mitigación de las emisiones del sector transporte eficaces, son imprescindibles para el cumplimiento de los compromisos españoles en el primer periodo (Protocolo de Kioto).

Yábar (2007) realiza una serie de consideraciones previas acerca del cambio climático. Continúa con los principales temas científicos en torno al cambio climático según el *Intergubernamental Panel on Climate Change* (IPCC). Establece que no existen dudas acerca de que el cambio climático (CC) sea un tema transversal, a la vez que multidisciplinar; incluso se califica de global, cuando se le designa como el principal problema ambiental del siglo presente y

del futuro. Concluye que el cambio climático, por su naturaleza global, como problema objeto de investigación multidisciplinar y transversal, está completando significativamente la temática objeto de análisis de muchas de las ciencias tradicionales, desde la matemática, hasta la geología, la ciencia política o la sociología, interesando especialmente a la economía.

1.6.2. Teoría sobre opciones reales

Como se ha indicado en apartados anteriores, de la necesidad de valorar inversiones en situaciones de incertidumbre surge el enfoque de las opciones reales como una nueva filosofía para afrontar la evaluación de un proyecto y para la toma de decisiones estratégicas (Amran y Kulatilaka, 2000). La teoría de las opciones reales se inspira básicamente en la teoría de las opciones financieras. El campo de investigación y utilización de opciones financieras ha tenido un enorme desarrollo en los últimos treinta años a partir de la metodología de evaluación propuesta por Black y Scholes (1973) y los trabajos presentados por Merton (1973) y Cox, Ros y Rubinstein (1979), entre otros autores. El término “Real Option” fue utilizado por primera vez en un artículo de Myers (1977) en el que describe la evaluación de activos no financieros usando la teoría de opciones. Fue uno de los temas que despertó mayor curiosidad intelectual y el principal tema objeto de investigación en el campo de las finanzas y la economía empresarial desde la década de 1990 y lo sigue siendo en la actualidad. La teoría de opciones reales es desarrollada por Brennan y Schwartz (1985), Pindyck (1988), Dixit y Pindyck (1995), entre otros autores.

Las opciones reales suponen un nuevo método para realizar la evaluación de proyectos de inversión, para la toma de decisiones estratégicas, temporales o interdependientes (Trigeorgis, 1988, 1996; Amran y Kulatilaka, 2000). Ya en los años 80, Kester (1984) ponía de manifiesto cómo los directivos, en ocasiones basándose en el juicio y la intuición, recomendaban proyectos de inversión pese a tener un valor actual neto negativo porque constituían una plataforma para el desarrollo futuro de la empresa, aunque difícil de cuantificar.

Dentro del ámbito de las opciones reales, los proyectos de inversión pueden ser valorados, partiendo de la premisa de ausencia de oportunidades de arbitraje, como una colección de Opciones CALL y PUT que representen los distintos tipos de oportunidades u opciones que existen en el proyecto (Luehrman, 1998a). Por lo mismo, el punto crítico y fundamental a la hora de realizar la evaluación de proyectos por medio de opciones reales, es poder identificar las opciones que se presentan a lo largo del horizonte de evaluación del proyecto (Luehrman, 1998b).

Las primeras aplicaciones de opciones reales surgen en el área de las inversiones en recursos naturales no renovables. Tourinho (1979) analiza el valor de unas reservas de recursos naturales donde existe la opción de abandono temporal y definitivo de las mismas. Brennan y Schwartz (1985), McDonald y Siegel (1986), Pindyck (1988), utilizan la teoría de las opciones reales para valorar una mina, incluyendo el valor de las opciones de cierre temporal y abandono definitivo de la misma. Si las condiciones del mercado son más favorables que las esperadas, la empresa podrá expandir la escala de producción o acelerar la utilización de los recursos. Si no ocurriese así, se podrá reducir la escala de las operaciones y en casos extremos se podrían detener totalmente y reiniciarlas cuando convenga.

Paddock, Siegel y Smith (1988) valoran un contrato de arrendamiento de una explotación petrolera, empleando opciones reales compuestas. Bjerksund y Ekern (1990) muestran cómo una reserva petrolífera representa una oportunidad y no una obligación de explotación. La decisión de desarrollar el yacimiento puede tomarse ahora o más tarde en una fecha posterior. Este tipo de flexibilidad de decisión se refiere a la posibilidad de posponer la inversión; son opciones de esperar y observar. Trigeorgis (1990) evalúa un proyecto de extracción de minerales considerado la opción de cancelar durante la construcción, expansión de la producción y abandono por rescate. Laughton y Jacoby (1991), aproximan la solución del modelo que rige la evolución del valor de equilibrio del derecho de explotación de una reserva petrolífera. Ingersoll y Ross (1992) estudian la opción de diferir en la extracción de recursos naturales. Cortazar y Schwartz (1993) valoran una mina con dos etapas. La primera

representa la extracción del mineral, mientras que la segunda incluye todas aquellas actividades relativas al procesamiento del mismo hasta convertirlo en producto final. Smit (1997) aplica la metodología de las opciones reales para la valoración de la opción de abandono y emplea el método binomial para determinar el valor de la opción de inversión en reservas petrolíferas.

La aplicación de la teoría de opciones reales a otros sectores económicos, la encontramos en Brealey y Myers (1991), Kester (1984), Pindyck (1988), Chung y Charoenwong (1991), quienes estudian las opciones de crecimiento. Una inversión temprana (p.e. I+D, arrendamiento sobre terreno no desarrollado o reservas petrolíferas, adquisición estratégica, redes/infraestructura de información) es un prerequisite o enlace en una cadena de proyectos interrelacionados, que posibilitan futuras oportunidades de crecimiento (p.e. procesos o productos de nueva generación, acceso a nuevos mercados, fortalecimiento de las capacidades internas), como opciones compuestas dentro del proyecto global.

Myers (1977) y Trigeorgis (1988) analizan las opciones de crecimiento en industrias estratégicas o basadas en infraestructura, especialmente las de alta tecnología, I+D o industrias con múltiples aplicaciones o generación de productos (ordenadores, farmacéuticas, etc.), operaciones multinacionales, y adquisiciones estratégicas.

Margrabe (1978), Kensinger (1987), Kulatilaka (1988), Kulatilaka y Trigeorgis (1994), estudian la opción de cambio de outputs o inputs. Si los precios o la demanda varían, la gerencia puede cambiar la combinación de los outputs ofertados (flexibilidad de la producción). Alternativamente, los mismos outputs pueden fabricarse utilizando diferentes tipos de inputs (flexibilidad del proceso).

Titman (1985) emplea el método binomial para determinar el valor de la opción de inversión implícita en la propiedad de terrenos urbanizables. Carr (1988) y Trigeorgis (1993), analizan las opciones reales bajo un esquema de inversión por etapas. La inversión en etapas, a través de una serie de desembolsos, crea la opción de abandonar el proyecto a mitad de camino si la nueva información fuese desfavorable. Cada etapa puede ser contemplada como una opción

sobre el valor de las etapas posteriores y valorada como una opción compuesta.

Morck, Schwartz y Stangeland (1989) tratan de valorar recursos forestales cuando tanto el precio como las existencias son estocásticos. Myers y Majd (1990) eligen el método de diferencias finitas explícitas para resolver el problema de valoración de una opción de abandono. Si las condiciones del mercado descienden fuertemente, la gerencia puede abandonar las operaciones actuales permanentemente y proceder a liquidar los activos de la empresa en el mercado de segunda mano. Williams (1991) muestra el valor de la opción de diferir el desarrollo de un terreno para un mejor uso alternativo en el futuro. Bulan (2005) aplica la teoría en el desarrollo de terrenos y urbanizaciones, evaluando la opción de diferir la inversión a la espera de mayor información.

Martzoukos y Teplitz-Sembitzky (1992) realizan una valoración de opciones para la electrificación rural en países en vía de desarrollo. Intentan determinar el momento óptimo de conectar un área remota a una red interconectada cuando la electricidad del área es suministrada en un principio por un generador diesel. Las opciones que se evalúan son invertir inmediatamente o diferir la inversión.

De la Fuente (1999) utiliza la transformación logbinomial propuesta por Trigeorgis (1991) para la valoración de opciones de diversa naturaleza identificadas en el proceso de inversión directa en el exterior de una empresa de componentes del automóvil. Majd y Pindyck (1987) analizan las opciones reales bajo un esquema de inversión por etapas. Trigeorgis y Mason (1987) y Dixit y Pindyck (1995) estudian las opciones de alterar la escala de producción. Trigeorgis (1993) realiza una clasificación de las opciones reales y enuncia su aplicación en diferentes áreas. En Kulatilaka (1993) y Kulatilaka y Trigeorgis (1994) la flexibilidad provista por sistemas de manufacturación flexible, tecnología de producción flexible, u otras maquinarias teniendo múltiples usos han sido analizadas desde una perspectiva de opciones. Murto (2003) desarrolla un modelo donde varias empresas compiten por una oportunidad de

inversión única, combina la teoría de juegos con la teoría de inversiones irreversibles bajo incertidumbres. Este modelo se diferencia del resto de los modelos analizados ya que anteriormente no se consideraba la competencia entre empresas. En este caso cuando una firma realiza una inversión el resto de las empresas pierde la oportunidad de invertir. Murto (2004), evalúa opciones de diferir la inversión, flexibilidad operativa y elección de alternativas de inversión en el área energética.

Trigeorgis (2005) propone un enfoque para resolver el problema de las opciones reales en forma modular para el caso de problemas complejos. Descompone las opciones complejas en opciones básicas conectadas por operadores de decisión básicos. Sarkar (2000) muestra cómo en ciertas situaciones, un incremento en las incertidumbres puede realmente incrementar la probabilidad de inversión y por lo tanto tiene un impacto positivo sobre la inversión. Vonnegut (2000) analiza la aplicación de la teoría de opciones reales en mercados emergentes mostrando los beneficios al compararla con la técnica de Valor Actual Neto.

Mascareñas (2001) y Fernández (2002) valoran empresas pertenecientes a sectores en constante cambio, como son las nuevas tecnologías. Alonso et al (2005) estudian el momento óptimo para la tala en una explotación forestal.

Lamothe y Otero (2003) presentan un modelo específico de valoración adaptado a la dinámica estocástica existente en el mercado secundario de aeronaves, teniendo en cuenta la prima por riesgo de crédito. Los resultados del modelo para algunos contratos específicos revelan que el mercado podría sobrevalorar las primas de estas opciones.

Rubio y Lamothe (2006) desarrollan un modelo de valoración de una empresa del sector biotecnológico, comprobando su eficacia para una amplia gama de empresas biotecnológicas europeas. Piñeiro y León (2004) valoran empresas pertenecientes al sector farmacéutico. Lara (2007) desarrolla un modelo de valoración de concesiones de autopistas que permite complementar los métodos clásicos de valoración de inversiones incorporando el valor derivado de la flexibilidad gerencial, operativa y administrativa presente en estos proyectos.

Martorell y Rosselló (2005) definen los tres pasos esenciales para la determinación de las estrategias que maximizan el valor de las inversiones realizadas por las cadenas hoteleras. Así, en primer lugar, se definen los factores de riesgo-oportunidad inherentes a este tipo de inversiones y se determinan aquellas opciones sombra que pueden aprovechar dicha situación. En segundo lugar, se establecen las estrategias que disponen actualmente las cadenas hoteleras y las combinaciones de opciones reales que éstas tienen incorporadas. Finalmente se procede a la definición de una metodología de valoración de las estrategias-inversiones, para así, poder realizar la selección de aquella alternativa que maximice el valor de la inversión.

En cuanto a la aplicación de las opciones reales en el ámbito del mercado eléctrico, la gran mayoría de las aplicaciones de las opciones reales se ha dado en el sector de la generación de electricidad. En este campo de generación eléctrica hay un amplio abanico de referencias.

Se han realizado varios trabajos en el área de generación nuclear donde podemos citar a Gollier et al (2005) que comparan dos proyectos, uno con pequeñas plantas (flexible) y uno de gran capacidad. En el primero de los proyectos, se evalúa la opción creada por la modularidad y en el segundo se evalúan las opciones de construir inmediatamente tomando el riesgo de la variación del precio o diferir la construcción y ganar conocimiento de la evolución de los precios.

Rothwell (2006) evalúa la inversión en una central nuclear teniendo en cuenta las restricciones en las emisiones de CO₂. Muestra que el modelo de opciones reales es una buena herramienta para la toma de decisión en problemas de política energética medioambiental.

Por su parte Zambujal (2013) puede citarse como ejemplo de valoración de centrales de generación de ciclo combinado. Frayer y Uludere (2001) realizan por su parte una interesante contribución en la valoración de centrales de gas y carbón.

Lamothe y Méndez (2006) valoran el proyecto de inversión, en un parque eólico en un país del este de Europa de reciente incorporación a la Unión Europea, como una opción real compuesta. A través de la combinación de las distintas incertidumbres encontradas calculan la volatilidad del proyecto. Hallan el valor a través de los modelos binomial y de árbol de decisión binomial, obteniendo el mismo resultado, teniendo en cuenta los riesgos privados y de mercado del proyecto.

La técnica de opciones reales también es empleada en la decisión de qué tecnología implementar en la construcción de centrales eléctricas. El modelo presentado por Botterud et al (2005) implementa un algoritmo de programación dinámica estocástica para solucionar problemas de inversión. Este modelo permite evaluar el proyecto de inversión en capacidad de generación de base o de pico como una opción real.

Murto y Nese (2002), Näsäkkälä y Fleten (2005), Abadie y Chamorro (2005), Sekar (2005), analizan cómo afecta la incertidumbre en el precio del combustible cuando tienen que ser elegidas diferentes tecnologías y evalúan el momento óptimo de realizar la inversión. Muestran que cuando la tecnología es irreversible puede ser óptimo posponer la inversión, o no realizarla en ningún momento.

Alstad y Foss (2003) evalúan el periodo de inversión para una firma propietaria de una licencia de construcción de una planta de energía de ciclo combinado a gas, además, valoran la opción de posponer la inversión. En la evaluación se observa que la mejor opción es esperar una mejor posición en los precios de la electricidad y del coste de los combustibles antes de invertir.

Caminha et al (2006) utilizan opciones reales para evaluar nuevas plantas de generación hidráulicas, incorporan la flexibilidad considerando la opción de esperar antes de invertir y la opción de abandono, representada por la transferencia de los derechos de concesión. El proyecto también involucra inversiones multi-etapa que consisten en: fase de diseño, construcción y operación, de manera que el proyecto puede ser tratado como una opción compuesta secuencial.

Botterud (2004) investiga cómo la optimización dinámica y estocástica, las cuales forman las bases de la teoría de opciones reales, pueden ser usadas para mejorar las decisiones de inversión en generación en mercados eléctricos competitivos.

Murto (2003) considera el efecto de la incertidumbre tecnológica y de los ingresos para evaluar el momento óptimo de llevar a cabo una inversión irreversible. Muestra que en ausencia de incertidumbre de los ingresos la incertidumbre tecnológica no afecta la regla de inversión óptima. Sin embargo cuando se combina con la incertidumbre de los ingresos, el incremento de la incertidumbre tecnológica hace a las inversiones menos atractivas en relación a esperar.

En el sector de la transmisión de energía eléctrica se da cuenta del escaso desarrollo que ha tenido la técnica de opciones reales. Saphores et al (2002) aplican opciones reales para modelar un proceso de decisión óptima en una línea de transmisión cuando el proyecto tiene que seguir un proceso regulatorio para su aprobación. La evaluación contempla opciones secuenciales. Esto se debe a que primero hay que someter el proyecto a un proceso regulatorio antes de comenzar la construcción de la línea. Muestran cómo afecta la incertidumbre de la demora del proceso regulatorio en la decisión sobre la construcción de la línea.

Hedman et al (2005), introducen el tema del análisis de opciones reales en los sistemas de transporte de electricidad. Presentan dos métodos de evaluación de opciones, Método de Monte Carlo y el Modelo de árbol binomial, además formulan brevemente los pasos de cómo podría plantearse un problema de inversión con opciones reales en el marco del transporte de energía eléctrica.

En Boyle et al (2006) se desarrolla un marco analítico simple para incorporar decisiones de inversión en transmisión. Resalta que el crecimiento de la demanda y generación futura es un factor importante cuando se determinan los tiempos óptimos de inversión. Estos autores alegan que si existe una significativa incertidumbre sobre la demanda, las opciones implícitas en un programa de inversiones secuenciales pueden ser muy valiosas,

potencialmente mayor que las ventajas de las economías de escala de grandes ampliaciones. Muestran que una variable a considerar en la evaluación es el tiempo de construcción de las redes, esto da una posibilidad de prórroga en las inversiones o no, según el crecimiento de la demanda. Plantean un modelo estocástico para el crecimiento de la demanda y un esquema de escenarios para la instalación de la generación según la propuesta del Grid Investment Test (GIT) propuesto en Nueva Zelanda.

Wijnia y Herder (2005) observan un gran potencial en el uso de las opciones reales en el sector de la transmisión del Mercado Neozelandés después de la desregulación. En el trabajo plantean el análisis de algunas opciones. Las compañías podrían evaluar el coste de no suministro de energía y firmar contratos con los usuarios por no suministro de energía como una opción de no realizar la inversión, la otra opción que plantea es la expansión secuencial. A su vez hace un llamado a los especialistas en opciones reales para mostrar a las compañías cómo las opciones reales pueden ser de gran valor.

Murto y Nesse (2002) analizan cómo afecta la incertidumbre en el precio del combustible cuando tienen que ser elegidas diferentes tecnologías y evalúan el tiempo óptimo de realizar la inversión.

La valoración de proyectos de generación a través de energía nuclear con opciones reales tiene como referencias a Gollier et al (2005) y Rothwell (2006). Por su parte Alstad y Foss (2003) y Abadie y Chamorro (2005) pueden citarse como ejemplo de valoración de centrales de generación de ciclo combinado.

Podemos destacar en el ámbito de la generación con energías renovables hidráulicas las aportaciones de Kjaerland (2007), Kjaerland y Larsen (2010) y Bockman et al (2008). Wang (2003) investiga la aplicación de opciones reales en el diseño de grandes obras hidroeléctricas. Para Hedman y Sheblé (2006), el principal inconveniente de la energía eólica es la incertidumbre y la falta de control de esta fuente de energía.

Estos investigadores tratan de crear formas de manejar esta incertidumbre por medio de almacenamiento de energía a través de almacenamiento bombeado a instalaciones hidroeléctricas, analizando la opción de utilizar una planta

hidroeléctrica de acumulación por bombeo para negar esta incertidumbre desde un punto de vista financiero. Además, analizan si tal opción es mejor comparándola con el caso de que el parque eólico pueda adquirir opciones de compra/venta para protegerse contra la incertidumbre del viento. Para determinar el precio adecuado de estas opciones, se utiliza el modelo de valoración de opciones de Black-Scholes (1973). Con el fin de hacer una comparación justa, esta segunda opción también tiene en cuenta el beneficio económico de la planta de bombeo cuando trabaja de manera independiente.

En el ámbito de la generación con energías renovables no hidráulicas podemos encontrar interesantes aportaciones en los siguientes trabajos. Venetsanos et al (2002) identifican un marco para la evaluación de proyectos de energía en condiciones de incertidumbre dentro de un entorno de mercado competitivo, centrado en la electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Para ello, la energía eólica para la producción de electricidad en Grecia servirá como un estudio de caso. La temática se centra en la incertidumbre dentro del nuevo mercado energético liberalizado y los métodos de evaluación, incluyendo un análisis de las incertidumbres introducidas después de la desregulación y un nuevo enfoque para la evaluación de proyectos mediante las opciones reales, así como la comparación de las metodologías de valoración para el caso Grecia.

Siddiqui y Marnay (2007), analizan los beneficios de los programas de investigación del gobierno Federal de Estados Unidos, desarrollo, demostración y despliegue (RD3) para la energía renovable (RE). Los beneficios estimados para el programa derivan de la diferencia entre dos pronósticos, con y sin el programa RD3. Tres deficiencias de este enfoque son que no tiene en cuenta: (1) la incertidumbre en el coste de la energía no renovable (NRE); (2) la posibilidad de ajuste del esfuerzo RD3 acorde con el estado evolutivo del mundo; y (3) el riesgo técnico subyacente asociado con RD3. En este trabajo, se desarrolla un enfoque intuitivo para determinar el valor de la opción de RD3 en el desarrollo de energía renovable. Este enfoque pretende abordar las dos primeras deficiencias señaladas anteriormente proporcionando una estimación

a través de una opción real compuesta de un programa RD3 para energía renovable en un futuro con costes NRE inciertos.

Fleten et al (2007) presentan un método para evaluar las inversiones en generación de energía renovable descentralizada bajo incertidumbre del precio. El análisis se aplica para un cliente con una carga de electricidad y un recurso renovable que puede ser utilizado para la generación de energía. El inversor tiene una oportunidad impostergable para invertir en una unidad de generación de energía local, con el objetivo de maximizar los beneficios de la oportunidad. La generación de electricidad renovable puede servir carga local cuando la generación y la carga coinciden en el tiempo y la energía excedente puede ser exportada a la red. El problema es encontrar los intervalos de precios y la capacidad del generador a los cuales invertir. Los resultados de un caso de generación de energía eólica para un edificio de oficinas sugiere que es óptimo esperar a precios más altos que el VAN con precio “*break-even*”, bajo incertidumbre de precios y que la elección de la capacidad pueden depender del precio del mercado actual y la volatilidad de los precios. Una alta volatilidad de precios aumenta el valor de la oportunidad de inversión, y por lo tanto hace más atractivo posponer la inversión hasta que las unidades de mayor tamaño sean rentables.

Kjaerland (2007) presenta un estudio de valoración de las oportunidades de inversión de energía hidroeléctrica en el contexto noruego. Según el regulador (NVE Norwegian Water Resources and Energy Directorate), hay un potencial de 39 TWh aún no desarrollado (la generación en un año normal es de aproximadamente 120 TWh). Mediante el uso del marco conceptual de opciones reales de Dixit y Pindyck (1995), se puede estimar el valor de las oportunidades de inversión. Por otra parte, el precio de activación óptimo para iniciar una inversión en base a los precios a plazo de electricidad se calcula en 0,32 coronas noruegas / kWh (EUR 0,04 / kWh). El análisis muestra la coherencia entre la teoría de opciones reales y comportamiento de la inversión agregada en la energía hidroeléctrica noruega.

Menegaki (2008) aplica análisis coste-beneficio ambiental para la evaluación de proyectos de energía renovable. Este artículo revisa la literatura sobre la

valoración/evaluación de los recursos energéticos renovables y resume los métodos utilizados en ellos. Distingue cuatro corrientes principales de valoración en las energías renovables. La primera es económica, orientada al bienestar; el segundo es el análisis de opciones financieras con un fondo financiero; el tercero es el análisis de energía, que es sobre todo un método ecológico basado en la ingeniería con vínculos económicos, y el cuarto es de nuevo el bienestar económico. El documento analiza estas corrientes y reconoce que la valoración adecuada se lleva a cabo sólo en el primer método.

Kumbaroglu y Madlener (2008) presentan un modelo de planificación de la política que integra la información de la curva de aprendizaje en las tecnologías de generación de energía renovable en una formulación de programación dinámica que ofrece el análisis de opciones reales. El modelo evalúa recursivamente un conjunto de alternativas de inversión, teniendo en cuenta que la flexibilidad para retrasar un gasto de inversión irreversible puede afectar profundamente las perspectivas de difusión de las tecnologías de generación de energía renovable. La incertidumbre en el precio se introduce a través de procesos estocásticos para el precio medio al por mayor de la electricidad y de los precios de los combustibles. La demanda de electricidad se supone que es cada vez más sensible a los precios, a medida que avanza la desregulación del mercado de la electricidad, lo que refleja las nuevas opciones de los consumidores para reaccionar a cambios en los precios de la electricidad (como los precios en tiempo de uso, los servicios de electricidad desagregados, y la elección de un proveedor). El análisis empírico se basa en datos de la industria de suministro de electricidad de Turquía. Aparte de las implicaciones generales para la formulación de políticas, ofrece algunas ideas interesantes sobre el impacto de la incertidumbre y el cambio técnico en la difusión de las diversas tecnologías de energías renovables emergentes.

Siddiqui y Marnay (2008) analizan la decisión de invertir en una unidad de generación distribuida (DG) alimentada por gas natural, de una microrred con sede en California. Mientras que a largo plazo el coste de generación de gas natural es estocástico, inicialmente suponen que la microrred puede comprar electricidad a un ritmo menor fijo de su utilidad. Utilizando el enfoque de

opciones reales, se encuentran con un umbral de coste de generación de gas natural que desencadena la inversión en la unidad de generación distribuida.

Según Siddiqui y Fleten (2010) la preocupación por las emisiones de CO₂ crea incentivos para el desarrollo y despliegue de tecnologías de energía que no utilizan combustibles fósiles. De hecho, estas tecnologías podrían proporcionar beneficios tangibles en términos de costes evitados de combustibles fósiles, que son propensos a aumentar a medida que se impongan restricciones a las emisiones de CO₂. Sin embargo, deben superarse una serie de retos antes de la implantación, y la comercialización en el mercado, de tecnologías de energía alternativa, lo cual puede requerir un enfoque por etapas dado el precio y el riesgo técnico. Se analiza cómo una empresa puede proceder a la comercialización y el despliegue por etapas de tecnologías de energía alternativa que no utilice combustibles fósiles. Una nueva tecnología alternativa no convencional es una de las posibilidades, donde se puede llevar a cabo medidas de mejora de la producción, de reducción de costes como un paso intermedio antes del despliegue. Por el contrario, la empresa podría optar por implementar una tecnología de energía renovable existente de menor escala, y, usando el marco de opciones reales, se comparan los dos proyectos para proporcionar implicaciones gerenciales sobre cómo se podría proceder.

En Fernandes et al (2011) se presenta una revisión del estado actual de la técnica en la aplicación de opciones reales a la evaluación de las inversiones en fuentes de energía no renovables y renovables, dando perspectivas para futuras investigaciones en este campo.

En Martínez-Ceseña y Mutale (2011), se indica que hoy en día existe un creciente interés en los proyectos de generación de energía renovable debido a las preocupaciones ambientales y de sostenibilidad. Sin embargo, los costes iniciales y las incertidumbres causadas por la variabilidad de las fuentes renovables, los cambios en los regímenes de ayuda, y otros factores pueden hacer que los proyectos de energía renovable sean poco atractivos cuando se someten a evaluación financiera convencional. La investigación inicial sugiere que el valor de los proyectos de energía renovable se puede mejorar mediante la aplicación de la teoría de las opciones reales en la planificación y evaluación

de dichos proyectos. La literatura sobre la aplicación de opciones reales en proyectos de generación renovable es limitada, y por lo general se centra exclusivamente en las decisiones de inversión flexibles y deja de lado los diseños flexibles. Un enfoque más integral debe abordar la flexibilidad en los diseños.

Lee (2011) examina la viabilidad de utilizar un modelo teórico y los métodos de análisis empíricos para valorar la inversión en energía renovable desde la perspectiva del análisis de opciones reales. Basa en el uso de este enfoque, la planificación del desarrollo actual en Taiwán para la energía eólica.

Boomsma et al (2012) adoptan un enfoque de opciones reales para analizar la frecuencia de inversión y la elección de la capacidad para proyectos de energía renovable bajo diferentes regímenes de ayuda. El objetivo principal es analizar el comportamiento de la inversión en virtud de los regímenes de ayuda más ampliamente empleados, es decir, Feed-in Tariff y el comercio de certificados verdes. Se consideran hasta tres fuentes de incertidumbre, caracterizadas cada una de ellas como un proceso Browniano geométrico. En un proyecto de estudio en un país nórdico basado en la energía eólica, encuentran que la tarifa fomenta la inversión antes. Sin embargo, el comercio de certificados de energía renovable crea incentivos para proyectos de mayor envergadura.

Reuter et al (2012a) señalan que la liberalización de los mercados de la electricidad en los últimos años ha aumentado la competencia entre las empresas generadoras de energía, que se enfrentan a decisiones inciertas de los competidores y los precios. Por otra parte, los incentivos públicos para que las empresas inviertan en tecnologías renovables van desde tarifas, subvenciones a la inversión, créditos fiscales y sistemas de certificados. Estos autores utilizan un modelo de opciones en tiempo discreto con múltiples inversiones, para analizar las decisiones de un productor de electricidad de invertir en nueva capacidad de generación de energía, para seleccionar el tipo de tecnología y para optimizar su funcionamiento en condiciones de incertidumbre de precios y con efectos en el mercado. El marco se aplica para analizar la política energética, así como la reacción de los productores a la

incertidumbre en el marco político y normativo. De esta manera, se comparan diferentes políticas para fomentar la inversión en energías renovables y analizar su impacto en el mercado.

En Reuter et al (2012b), una política importante para promover la inversión en tecnologías renovables es el uso de tarifas, lo que ha funcionado bien a gran escala en, por ejemplo, Alemania, pero que sólo se ha implementado de manera muy limitada en países como Reino Unido. Algunas fuentes renovables están sujetas a incertidumbres ambientales, como la eólica y la energía solar, que por ejemplo sufren incertidumbre de carga, mientras que la energía hidroeléctrica permite el almacenamiento de agua para el lanzamiento en el precio pico. Esto conlleva que los sistemas de compensación por los costes de inversión más altos no deberían ser aplicados de forma uniforme a todas las tecnologías.

Según Detert y Kotani (2013), las naciones en desarrollo están tratando de buscar energías alternativas para la electricidad de origen fósil, y una atractiva alternativa es la energía renovable. Esta investigación analiza el cambio de inversión a la energía renovable con el enfoque de opciones reales, y estudia el caso de Mongolia bajo la incertidumbre del precio del carbón.

Por otra parte, el número de trabajos que contemplan la incidencia del marco regulatorio en la valoración de proyectos de energía renovable es escaso. La mayoría de las investigaciones en éste campo se han centrado en la valoración de los subsidios o ayudas gubernamentales desde el punto de vista de la gestión medioambiental.

En este sentido, Davis y Owens (2003) estiman el valor del desarrollo de políticas de inversión en renovables, calculando el nivel óptimo de inversiones en I+D. Utilizan técnicas de fijación de precios "de opciones reales" para estimar el valor de las tecnologías eléctricas renovables en base a la incertidumbres de los precios del combustible fósil. El análisis de opciones reales muestra que el valor de las tecnologías eléctricas renovables aumenta a medida que los niveles de financiación de I+D actual y futuro aumentan. Esto indica que el nivel actual de fondos federales para I + D en energía renovable está por debajo del óptimo.

Por su parte Lee y Shih (2010), valoran las opciones implícitas en la política gubernamental sobre renovables, aplicándolo al caso de Taiwán. El análisis empírico revela los beneficios que ofrece el desarrollo de la energía renovable al considerar las opciones reales; los resultados analíticos indican que el análisis por opciones reales es un medio muy eficaz para cuantificar la incertidumbre en la planificación de políticas incluyendo las influencias de la flexibilidad de gestión en el desarrollo de las energías renovables. Además de evaluar el valor de la política de desarrollo actual de energía renovable, este estudio también compara valores de la política en términos de costes externos internalizados y variando la tarifa. Los resultados de la simulación demuestran que la política de desarrollo de energías renovables con los costes de emisión de CO₂ internalizados, es la política de planificación apropiada desde el punto de vista de la sostenibilidad.

Monjas y Balibrea (2013) realizan un estudio comparativo que evalúa un proyecto de inversión en energía renovable de energía eólica terrestre basado en opciones reales. Llevan a cabo el estudio en tres países de la Unión Europea: Dinamarca, Finlandia y Portugal. Utilizan dos métodos diferentes de valoración de opciones: el método de Monte Carlo y el método binomial. Demuestran que los resultados obtenidos usando ambos métodos son bastante similares. Por último, evalúan los incentivos públicos para la energía eólica que se ofrecen en cada uno de estos tres países y concluyen que, en términos económicos, Finlandia es el país con el mayor apoyo para este tipo de energía, seguido por Dinamarca y, en el último lugar, Portugal.

En Monjas y Balibrea (2014) y Balibrea y Monjas (2015) se evalúan sendos proyectos de inversión en energía eólica marina en Dinamarca y de eólica terrestre en Alemania respectivamente aplicando el método de opciones reales. Identifican las opciones reales y obtienen el valor de los proyectos, así como de las ayudas públicas. En Balibrea et al (2015) se evalúa un proyecto de energía eólica terrestre en España aplicando el método de opciones reales. Se analiza la influencia de las opciones reales contenidas en la normativa sobre el valor del proyecto. Se identifican las opciones reales y se obtiene el valor del proyecto, así como de las ayudas públicas otorgadas por la Administración. Es

precisamente en este campo, donde la presente tesis pretende hacer su contribución.

CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN FRANCIA

En este capítulo se realiza el análisis del marco regulatorio de los proyectos de energía renovable en Francia haciendo especial énfasis en los aspectos retributivos. Para ello se analiza cómo está regulada la retribución de la electricidad procedente de los parques eólicos y fotovoltaicos. A continuación se explican las características generales de los proyectos eólicos, terrestre y marino, así como fotovoltaico, que se van a estudiar. Se continúa con la modelización de las principales incertidumbres que afectan a estos proyectos, así como con la identificación de las opciones reales contenidas en la normativa francesa. Por último, se valoran estos proyectos, incluyendo el valor de sus opciones reales, y se realiza un análisis de sensibilidad y una discusión de los resultados obtenidos.

2.1. PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA

2.1.1. Marco regulatorio

El apoyo a las energías renovables en Francia es proporcionado por un sistema *Feed-in Tariff*. El esquema está regulado por la Ley sobre la Modernización y el Desarrollo del Suministro Público de Electricidad (Ley N° 2000-108) y en particular en su artículo 1085. Implementada en 2000, hay tanto una obligación de compra ("*d'achat obligation*"), como una disposición relativa a las tarifas ("*tarifs d'achat*") para la energía renovable.

La cuantía de las tarifas para cada tecnología se encuentra regulada en los decretos ("*arrêtés tarifaires*"), de los cuales varios han sido emitidos desde la promulgación de la ley. En el caso de los proyectos de energía eólica terrestre y marina analizados en esta tesis, el Decreto fue aprobado el 17 de Noviembre de 2008, estableciendo las condiciones de compra de la electricidad producida por parques eólicos.

Los principios de la obligación de compra de electricidad a partir de fuentes renovables están contenidos en el artículo 10 de la Ley N° 2000-108. Establece que los precios de compra están destinados a garantizar un nivel razonable de

rentabilidad de las inversiones en fuentes renovables de electricidad. Para lograr esto, el nivel de precios en el que el distribuidor de energía debe comprar la electricidad se fija por decreto a un nivel más alto que el precio de mercado. El artículo 10 de la Ley N° 2000-108 ofrece a varias instalaciones algunos de los beneficios derivados de la obligación por EDF o distribuidores no nacionalizados para comprar la electricidad que producen.

Una planta eólica terrestre sólo es elegible para recibir ayuda bajo el sistema feed-in tariff si es parte de un parque eólico con al menos cinco turbinas y ubicado dentro de una zona de desarrollo de la Energía Eólica (Zona de Desarrollo Eolien, ZDE). ZDES se determinan a nivel local y deben cumplir con las directrices nacionales y regionales. La tarifa de la energía eólica terrestre establecida en el Decreto de 17 de noviembre de 2008 es garantizada por 15 años. Los productores de energía reciben 82 € / MWh en los primeros 10 años de operación. En los últimos cinco años, la cuantía de la tarifa depende de la productividad de la planta, que oscila entre 28 € / MWh (si el parque opera 3.600 horas de carga completa o más por año) y 82 € / MWh (2.400 horas de carga completa o menos por año).

Por su parte la tarifa de la energía eólica marina establecida en el Decreto, es garantizada por 20 años. Los productores de energía reciben 130 € / MWh en los primeros 10 años de operación. En los últimos 10 años, la cuantía de la tarifa depende de la productividad de la planta, que oscila entre 30 € / MWh (si el parque opera 3.900 horas de carga completa o más por año) y 130 € / MWh (2.800 horas a carga completa o menos por año).

La Tabla 1 resume las principales condiciones de la tarifa para energía eólica terrestre:

TABLA 1: Tarifas de energía eólica terrestre del sistema *Feed-in Tariff* francés

DURACIÓN ANUAL DEL FUNCIONAMIENTO DE REFERENCIA	PRIMEROS 10 AÑOS (c€/kwh)	ÚLTIMOS 5 AÑOS (c€/kwh)
2.400 horas o menos	8,2	8,2
Entre 2.400 y 2.800 horas	8,2	Interpolación lineal
2.800 horas	8,2	6,8
Entre 2.800 y 3.600 horas	8,2	Interpolación lineal
3.600 horas y más	8,2	2,8

Fuente: Decreto de 17 de noviembre de 2008

La instalación terrestre de cada productor se describe en el contrato de compraventa, que especifica sus características principales. La fecha de la completa aplicación del contrato de compra por el productor determina las tarifas para una instalación. Para los contratos de compra firmados después del 31 de diciembre de 2007, las tarifas son las del Anexo al Decreto de 17 de junio de 2014, ajustado el 1 de enero del año de la solicitud por la aplicación del coeficiente:

$$(0.98)^n \times K$$

donde K se define a continuación y n es el número de años contados a partir de 2007, (n = 1 para 2008):

$$K = 0.5 \times [ICHT / ICHT_{Base}] + 0.5 \times [IPPI / IPPI_{Base}] \quad (4)$$

donde:

- ICHT es un índice de coste por hora de mano de obra (todos los empleados) en las industrias mecánicas y eléctricas. Se toma el valor del 1 de enero del año de aplicación.
- $ICHT_{Base}$ es el valor del índice ICHT tomado el 26 de julio de 2006;
- IPPI es un índice de precios de producción del conjunto de la industria francesa para el mercado francés (denominado FM0ABE1 en las estadísticas de Francia). Se toma el valor del 1 de enero del año de aplicación;

- $IPPI_{Base}$ es el valor del índice IPPI tomado el 26 de julio de 2006.

Por lo tanto, K puede ser interpretado como un coeficiente que actualiza los precios de compra de energía eléctrica para las instalaciones eólicas de acuerdo con la evolución de la inflación. K es un promedio ponderado que tiene en cuenta, por un lado, el cambio de los costes laborales para las empresas industriales similares a los productores de electricidad y, por otro lado, K también refleja la evolución de un índice general de precios industriales para todo el país.

El coeficiente K sólo se utiliza para llevar la tarifa publicada al año en que se hizo el acuerdo de compra, y en adelante la indexación de las tarifas se hace con otro coeficiente denominado L.

Cada contrato de compraventa contiene disposiciones relativas a la indexación de las tarifas que se aplican a la misma. Esta indexación se realiza anualmente el 1 de noviembre por la aplicación del factor L definido a continuación:

$$L_t = 0.4 + 0.4 \times [ICHT_t / ICHT_0] + 0.2 \times [IPPI_t / IPPI_0] \quad (5)$$

donde:

- $ICHT_t$ es el último valor final conocido el 1 de noviembre de cada año para el índice del coste laboral por hora ICHT definido anteriormente.
- $IPPI_t$ es el último valor final conocido el 1 de noviembre de cada año del índice de precios de producción industrial IPPI definido anteriormente.
- $ICHT_0$, $IPPI_0$: son los valores de los índices ICHT e IPPI, respectivamente, conocidos en la fecha de efecto del contrato de compra.

Por su parte para la energía eólica marina, la Tabla 2 resume las principales condiciones de las tarifas:

TABLA 2: Tarifas de energía eólica marina del sistema *Feed-in Tariff* francés

DURACIÓN ANUAL DEL FUNCIONAMIENTO DE REFERENCIA	PRIMEROS 10 AÑOS (c€/kwh)	ÚLTIMOS 10 AÑOS (c€/kwh)
2.800 horas o menos	13	13
Entre 2.800 y 3.200 horas	13	Interpolación lineal
3.200 horas	13	9
Entre 3.200 y 3.900 horas	13	Interpolación lineal
3,900 horas y más	13	3

Fuente: Decreto de 17 Noviembre de 2008

Mediante la aplicación de los coeficientes K y L, todos los valores referidos a las tarifas para la compra de electricidad a partir de fuentes renovables se expresarán en términos nominales (valor corriente del euro, aplicado a cada año de la vida de la instalación). Con el fin de predecir los valores futuros de K y L, es entonces necesario simular valores para predecir tanto la evolución de los costes laborales industriales franceses (índice ICHT) como también la evolución de los precios de los productos industriales franceses (índice IPPI).

2.1.2. Características generales de los proyectos eólicos

2.1.2.1. Características generales del parque eólico terrestre

El proyecto de inversión es un parque eólico hipotético con una capacidad instalada de 11,7 MW. No es un proyecto específico, sino un proyecto genérico que se corresponde con un caso general de parque eólico. Suponemos que el parque se encuentra dentro de una Zona de Desarrollo de la Energía Eólica, y por lo tanto, puede ser elegible para un acuerdo para contar con el apoyo del público.

El aerogenerador elegido para el modelo de producción utilizada en este artículo es el modelo de 1,3 MW Bazán-Bonus. Suponiendo la instalación de 9 aerogeneradores, la capacidad instalada es de 11,7 MW.

Para estimar los costes de inversión, hemos considerado los datos proporcionados por Kost et al (2013). En esta publicación, los costes de inversión actuales se encuentran en el rango de entre 1.000 y 1.800 euros por KW instalado. De acuerdo con esto, se utiliza el valor medio de este rango, considerando un coste de inversión de 1.400 euros por KW instalado, es decir, 16.380.000 euros en total para el proyecto completo.

Se hace la hipótesis de que los costes de explotación del parque exhibirán aumentos incrementales anuales obtenidos aplicando el coeficiente ICHT descrito anteriormente en la Sección 3.1.1. Los costes de operación son 18,0 € / MWh, según se indica en Kost et al (2013), divididos de la siguiente manera:

- costes de operación fijos son 8,0 € / MWh, es decir, alrededor de 0,2 millones de € / año
- costes de operación variables son 10,0 € / MWh, es decir, alrededor de 0,3 millones de € / año

Asumimos un período de seis meses para la finalización de los trabajos y de 25 años para la amortización de los activos fijos.

2.1.2.2. Características generales del parque eólico marino

El proyecto de inversión en un parque eólico marino es hipotético con una capacidad instalada de 10,8 MW. No es un proyecto específico, sino un proyecto genérico que se corresponde con un caso general de parque eólico.

El aerogenerador elegido para el modelo de producción utilizada en este trabajo es el modelo de Siemens SWT-3.6-107, 3,6 MW, indicado en Siemens (2010). Suponiendo la instalación de 3 aerogeneradores, la capacidad instalada es de 10,8 MW.

Para estimar los costes de inversión, hemos considerado los datos proporcionados por Kost et al (2013). En esta publicación, los costes de inversión actuales se encuentran en el rango de entre 3.400 y 4.500 euros por Kw instalado. De acuerdo con esto, se utiliza el valor medio de este rango, considerando un coste de inversión de 3.950 euros por KW instalado, es decir, 42.660.000 euros en total para el proyecto completo.

Se hace la hipótesis de que los costes de explotación del parque exhibirán aumentos incrementales anuales obtenidos aplicando el coeficiente ICHT descrito anteriormente en la Sección 3.1.1. Para la fecha de puesta en marcha, los costes de operación son 35,0 € / MWh, según se indica en Kost et al (2013), divididos de la siguiente manera:

- costes de operación fijos son 15,0 € / MWh, es decir, alrededor de 0,6 millones de € / año
- costes de operación variables son 20,0 € / MWh, es decir, alrededor de 0,8 millones de € / año

Asumimos un período de un año para la finalización de los trabajos y de 25 años para la amortización de los activos fijos.

2.1.3. Análisis de las incertidumbres

Las incertidumbres consideradas en los proyectos eólicos son las siguientes:

1. Precio de la electricidad.
2. Índice de costes laborales por hora revisado
3. Índice de precios de producción de la industria francesa
4. Volumen de la electricidad producida.

Suponemos que el proceso de evolución de las tres primeras incertidumbres es un proceso estocástico continuo de reversión a la media, con tendencia y saltos. Los modelos de difusión con salto de Poisson son ampliamente utilizados en la modelización financiera y de precios de la electricidad (Bhanot, 2000; Deng, 2000; Duffie et al, 2000). Este proceso mixto también se llama proceso de difusión con saltos.

Para modelizar eventos de salto con distribuciones de Poisson, necesitamos dos inputs: la frecuencia de salto y el tamaño del salto. El primero especifica cuántas veces los saltos ocurren en un período de tiempo dado (η), y el segundo determina el tamaño de un salto, si eventualmente se produce (φ). Este proceso puede interpretarse como el resultado de sumar al valor medio de la variable una variable aleatoria normal con varianza proporcional al intervalo en consideración, Δt , al tiempo que añade a este un proceso de Poisson, $\eta\varphi$.

La combinación de todos estos efectos resulta en una línea de tendencia que predice la evolución futura de una variable.

Siguiendo a Monjas y Balibrea (2013), la fórmula utilizada es la siguiente:

$$Y_t = Y_{t-1} - b \cdot [Y_{t-1} - (a \cdot X_t + c)] + \varepsilon \cdot \sigma \cdot \sqrt{\Delta t} + \eta \cdot \varphi \quad (6)$$

donde:

Y_t = valor simulado de la variable en el año t

Y_{t-1} = valor simulado de la variable en el año $t-1$

b = velocidad de reversión o velocidad de ajuste a la que el valor esperado de la variable Y_t se reagrupará en torno a su valor esperado en el tiempo. Por lo tanto, si el valor de Y_{t-1} es mayor que el valor medio esperado, entonces el valor de Y_t será probablemente menor que el valor esperado.

$aX_t + c$ = recta de regresión obtenida con los datos observados de la variable, que muestra una tendencia lineal para los valores simulados.

Δt = intervalo de tiempo

σ = desviación estándar observada de la trayectoria de datos de la variable

ε = valor aleatorio $N(0,1)$

η = indica si el salto se produce en el tiempo t

φ = magnitud del salto del proceso de Poisson, es una variable aleatoria normal

El procedimiento para definir la magnitud del salto del proceso de Poisson es como sigue. Partimos de una serie histórica de cambios anuales en el valor de la variable entre dos años consecutivos. Esta serie histórica tiene un valor medio μ y una desviación estándar σ . Generamos números aleatorios entre 0 y

1. A estos números aleatorios, aplicamos la función de distribución de probabilidad normal inversa de la serie histórica de valores.

Es decir, estamos obteniendo valores aleatorios de una distribución de la que sabemos la media y la desviación estándar; el valor introducido en la función de distribución de probabilidad normal inversa da un valor aleatorio de variación anual. Si el valor aleatorio obtenido es menor o igual que la media ($x < \mu$), no se producirá un salto, de modo que $\eta = 0$. Por el contrario, si el valor aleatorio es mayor que la media ($x > \mu$), entonces se producirá un salto, de modo que $\eta = 1$. Si se produce un salto, entonces se añade el valor aleatorio obtenido en la expresión (76), y si por el contrario, no hay salto, el valor no se añade.

Una descripción detallada de la simulación para cada una de las variables sujetas a la incertidumbre en nuestro modelo se presenta en las siguientes subsecciones.

2.1.3.1. Formación de precios en el mercado diario de electricidad

Antes de analizar la formación de precios en el mercado diario de la electricidad, es importante distinguir entre los siguientes conceptos:

- 1) El precio de mercado de la electricidad
- 2) La remuneración de la energía eólica

1) Las empresas de energía eléctrica deben realizar ofertas diarias para vender su electricidad en los mercados mayoristas, que se organizan por el operador del mercado de la electricidad. Las ofertas se cruzan con las demandas simultáneas realizadas por los vendedores, distribuidores y algunos grandes consumidores. La adecuación de la oferta y la demanda permite a los operadores establecer el precio de la electricidad. El resultado es el precio al contado en el mercado de la electricidad.

2) La remuneración de la energía eólica se puede calcular utilizando un instrumento de política, como es el sistema Feed-in Tariff. Este sistema consiste en una recompensa por la producción de electricidad a partir de

fuentes renovables. El sistema Feed-in Tariff es el establecimiento de una tarifa regulada, que incluye una prima.

2.1.3.1.1. El precio de mercado de la electricidad

En la Tabla 3, se muestra el precio base diario histórico de la electricidad en el mercado al contado de la Bolsa francesa de la energía (EPEX).

TABLA 3: Precios históricos de la electricidad en Francia

AÑO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PRECIO MEDIO ANUAL (€/MWh)	29.20	28.10	46.70	49.30	40.90	69.20	43.00	47.50	48.85	47.05	42.56	33.86

Fuente: <http://www.epexspot.com>

En nuestro modelo de simulación, hemos limitado el nivel de los cambios en el precio entre dos años consecutivos para que se produzca un salto de Poisson. Este valor se ha establecido en 9,72 € / MWh. Para establecer este valor, se ha utilizado el promedio del valor absoluto de los cambios entre dos años consecutivos de los precios de mercado en el período estudiado. Por lo tanto, nos hemos impuesto la restricción de que cambios entre dos años por encima de 9,72 € / MWh, presentan un salto de Poisson en el precio.

2.1.3.1.2. La remuneración de la energía eólica terrestre

Obtenemos la formación de las retribuciones anuales de la energía eólica para la vida útil del proyecto utilizando los siguientes elementos:

- En los primeros 10 años, la tarifa inicial tiene un valor de 82,0 € / MWh. Este valor se actualiza anualmente por el coeficiente L, como se indica en los documentos legales que regulan el mercado francés. (T_0)
- Para los siguientes 5 años, la tarifa oscila entre 28,0 (si el parque opera 3.600 horas de carga completa o más por año) y 82,0 €/MWh (2.400 horas a plena carga o menos por año). A partir de la simulación realizada para la producción de electricidad, se obtiene que nuestro parque operaría un número aleatorio de

horas de carga completa por año. En estos 5 años la tarifa es actualizada anualmente utilizando el coeficiente L . (T_1)

- Precio del mercado diario de energía eléctrica (pool). (P_t)

Con todos estos elementos, el valor de las opciones y el valor de las ayudas públicas pueden ser calculados utilizando diferentes escenarios para la adquisición de la electricidad generada por el parque eólico. Las tarifas T para la remuneración por MWh producido bajo cada escenario son las siguientes:

- (A)** Los ingresos del parque eólico se basan sólo en los precios P_t de venta del mercado de la electricidad ("precio de pool"): ninguna prima se agrega a la remuneración normal obtenida del mercado. Desde el año 1 en adelante (2016-2040), la tarifa por MWh generado es:

$$\bullet \quad T_t = P_t \quad (7)$$

- (B)** Sistema Feed-in Tariff (con una reducción de la tarifa inicial y límite en el volumen de producción subvencionada). En este caso, debemos tener en cuenta tres subperíodos separados:

$$\bullet \quad \text{Primeros 10 años (2016-2025). } T_t = T_0 \times L_t \quad (8)$$

$$\bullet \quad \text{Del año 11 hasta el año 15 (2026-2030). } T_t = T_1 \times L_t \quad (9)$$

$$\bullet \quad \text{Desde el año 15 en adelante (2031-2040). } T_t = 0 \times L_t \quad (10)$$

- (C)** Opción de elegir entre Feed-in Tariff (con reducción en la tarifa inicial) o precio de mercado. El productor puede elegir la forma de remuneración entre el sistema Feed-in Tariff o el precio de mercado.

La elección racional del precio de venta dependerá de cuál de las alternativas ha alcanzado un valor más alto para cada año. En otras palabras, el enfoque adoptado aquí es asumir que, con base en la información del año t , el promotor opta por vender a precio de mercado

si el precio de la electricidad en el año t es superior a la tarifa regulada, y viceversa.

- Período 2016-2025:

$$T_t = P_t \quad ; \quad \text{si } P_t > T_0 \times L_t \quad ; \quad (11)$$

$$\text{de otra manera: } T_t = T_0 \times L_t \quad (12)$$

- Período 2031-2040:

$$T_t = P_t \quad ; \quad \text{si } P_t > T_1 \times L_t \quad ; \quad (13)$$

$$\text{de otra manera: } T_t = T_1 \times L_t \quad (14)$$

- Período 2026-2030:

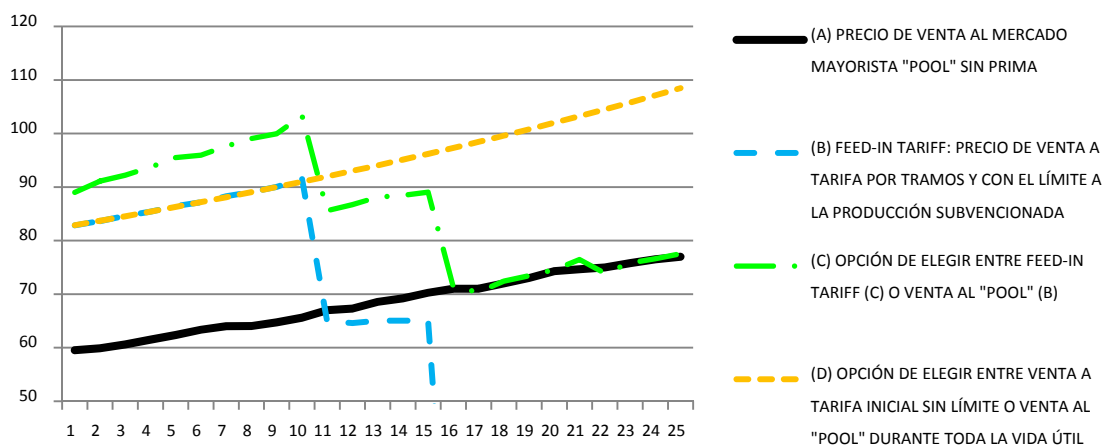
$$T_t = P_t \quad (15)$$

(D) Ingresos del parque eólico con la tarifa inicial (sin reducción de su valor) durante los 25 años de la vida del proyecto. En este caso:

$$T_t = T_0 \times L_t \quad (\text{período 2016-2040}) \quad (16)$$

En la Figura 1 se puede observar la evolución de los diferentes escenarios de precios a lo largo de la vida útil del proyecto. En el eje de ordenadas se representa la remuneración expresada en euros por MWh generado, y en el eje de abscisas los diferentes años del proyecto.

FIGURA 1: Evolución simulada de métodos de remuneración del parque eólico terrestre en Francia



Fuente: Elaboración propia

2.1.3.2. Índice de coste por hora de trabajo

Llevamos a cabo una simulación del Índice de Coste por hora del Trabajo (todos los empleados) en las industrias mecánicas y eléctricas (ICHT). En la Tabla 4, se muestran los valores históricos del ICHT en Francia para el periodo 2008-2014:

TABLA 4: Valores históricos en Francia del Índice de Coste por hora de Trabajo (Base 2008)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Índice del coste por hora trabajo	1,0000	0,9963	1,0220	1,0720	1,1030	1,1190	1,1320

Nota: Valores medios anuales

Fuente: <http://www.insee.fr>

En nuestro modelo de simulación, hemos limitado el nivel del cambio entre dos años consecutivos del índice ICHT para que se produzca un salto de Poisson. Este valor se ha establecido en un 2,32%. Para ello, hemos utilizado el valor medio de los valores absolutos de las diferencias de los ICHT entre dos años consecutivos durante el estudio. Por lo tanto, hemos impuesto la restricción de que por encima de 2,32%, el ICHT exhibe un salto de Poisson.

2.1.3.3. Índice de precios al productor de la industria francesa

En la Tabla 5, se muestran los valores históricos del Índice de Precios al Productor para la industria IPPI en Francia (Base 2006). Este índice se necesita para el cálculo del coeficiente L, tal como fue diseñado en el proceso de actualización de las tarifas eléctricas reguladas.

TABLA 5: Valores históricos del Índice de Precios Industriales de Francia (Base 2006)

AÑO	Índice precios industriales	AÑO	Índice precios industriales
1999	0,867	2007	1,026
2000	0,905	2008	1,078
2001	0,917	2009	1,027
2002	0,915	2010	1,056
2003	0,924	2011	1,113
2004	0,942	2012	1,145
2005	0,967	2013	1,155
2006	1,000	2014	1,144

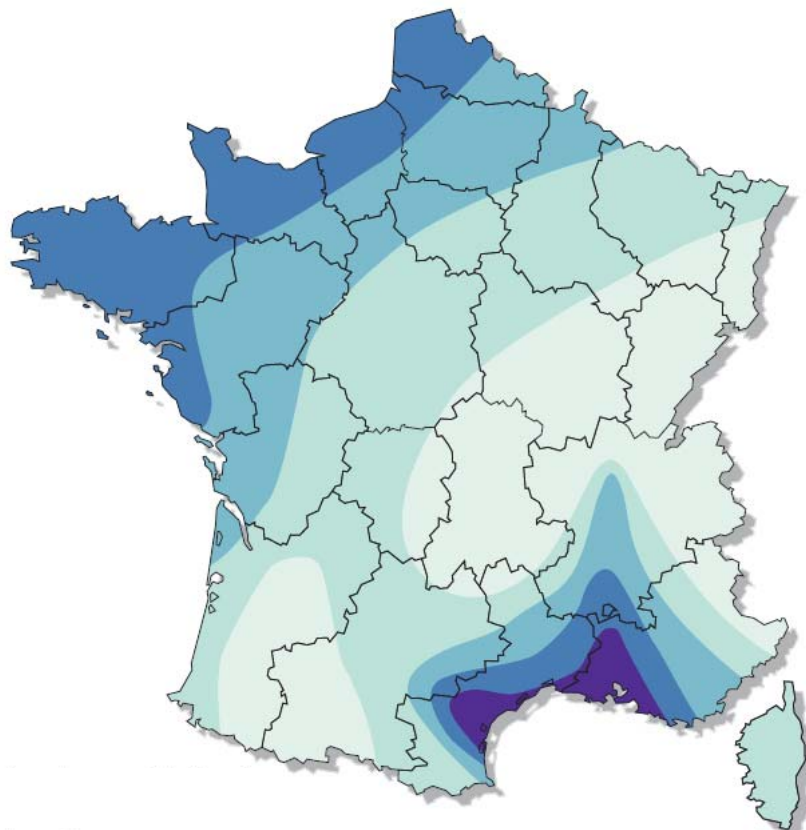
Fuente: <http://www.insee.fr>

En nuestro modelo de simulación, hemos limitado el nivel del salto de Poisson del índice IPPI. Este valor se ha establecido 2,70%. Para ello, hemos utilizado la media de los valores absolutos de las diferencias del índice IPPI entre dos años consecutivos durante el estudio. Por lo tanto, hemos impuesto la restricción de que con cambios aleatorios por encima del 2,70%, el índice IPPI exhibe un salto de Poisson.

2.1.3.4. Cantidad de electricidad producida

2.1.3.4.1. Parque eólico terrestre

La Figura 2 presenta un mapa de Francia que indica una zonificación general de las velocidades del viento en todo el país dependiendo de la ubicación geográfica. Dentro de cada zona, las velocidades del viento específicas dependen de las condiciones particulares del terreno (altitud, existencia de barreras naturales o artificiales, bosques, etc).

FIGURA 2: El recurso eólico en Francia

		Arboleda densa	Campo abierto	Praderas llanas	Lagos, mar	Crestas, colinas
Zona 1		< 3.5	< 4.5	< 5.0	< 5.5	< 7.0
Zona 2		3.5 - 4.5	4.5 - 5.5	5.0 - 6.0	5.5 - 7.0	7.0 - 8.5
Zona 3		4.5 - 5.0	5.5 - 6.5	6.0 - 7.0	7.0 - 8.0	8.5 - 10
Zona 4		5.0 - 6.0	6.5 - 7.5	7.0 - 8.5	8.0 - 9.0	10 - 11.5
Zona 5		> 6.0	> 7.5	> 8.5	> 9.0	> 11.5

* Velocidad del viento a 50 metros por encima del suelo en función de la topografía

Fuente: <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/eoliennes-terrestres>

Con el fin de estimar el volumen de la electricidad generada del parque eólico terrestre a partir de la capacidad instalada, basamos nuestros cálculos en hipótesis acerca de las frecuencias de viento elaboradas a partir de datos históricos. A partir de los datos de viento, se obtiene la producción de electricidad.

Suponemos el siguiente conjunto de frecuencias de viento para cada rango de velocidades y para cada uno de los doce meses del año (Tabla 6)

TABLA 6: Frecuencias de viento para cada rango de velocidades y para cada mes del parque eólico terrestre en Francia

VELOCIDAD (m/s)	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	2.1	1.5	0.6	2.2	3.1	1.8	3.2	2.0	2.2	2.0	1.2	1.1
0 – 2.57	2.9	3.5	1.8	2.1	5.0	3.7	4.3	6.1	9.9	2.3	2.3	1.6
3.08 – 5.14	2.1	3.0	3.9	2.6	8.5	12.9	18.8	21.4	18.2	5.1	4.5	3.5
5.65 – 7.71	62.1	64.5	42.8	48.8	44.7	48.2	44.6	41.5	39.7	35.0	38.2	38.1
8.23 – 10.28	16.4	17.5	35.6	36.4	37.4	32.4	29.0	28.4	29.6	41.9	32.9	31.1
10.8 – 12.86	8.5	7.0	14.0	5.6	1.2	0.6	0.1	0.3	0.2	12.6	12.5	22.1
13.37 – 15.43	5.5	1.2	1.2	2.3	0.1	0.4	0.0	0.2	0.1	0.7	8.1	2.3
15.94 - 18	0.4	1.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.4	0.3	0.2
18.52 – 20.57	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Nota: Las cifras indican la frecuencia relativa dentro de cada mes del número de horas con viento en cada categoría (suma de cada mes = 100)

Fuente: Elaboración propia

Es ampliamente aceptado que la velocidad del viento puede ser modelada utilizando la distribución de probabilidad de Weibull (Carta et al, 2009; Kollu et al, 2012). Utilizamos los valores empíricos de la velocidad del viento para modelar este tipo variable aleatoria Weibull a partir de la que podemos obtener valores aleatorios de la producción de energía de las turbinas eólicas utilizadas en el modelo de simulación.

Suponemos que el proceso de evolución de la variable velocidad del viento en un sitio dado se describe en general mediante la distribución de Weibull. La ecuación para la función de distribución acumulada de Weibull viene dada por

$$F(x) = 1 - \exp(-(x/\beta)^\alpha) \quad (17)$$

donde:

x : la variable medida, que en nuestro caso es la velocidad del viento

α : factor de forma de la función de distribución $F(x, \alpha, \beta)$

β : parámetro de escala de la función de distribución $F(x, \alpha, \beta)$

Utilizamos la tabla de frecuencias de viento para modelar la variable aleatoria velocidad del viento y a partir de esta variable se obtiene la producción anual de electricidad del parque eólico. Esta producción anual de electricidad aleatoria es la considerada en el modelo de simulación. Se entiende que cuanto mayor es el número de simulaciones realizadas, mayor es el número de valores y por lo tanto tendremos una mayor exactitud de los resultados.

Obtenemos los percentiles p de la distribución de frecuencias. Como un percentil p es el valor de la variable que se observó que está por debajo del porcentaje dado, estos percentiles pueden ser asimilados a los valores de la función de distribución:

$$F(x) = P(X \leq x) = p \quad (18)$$

El proceso de simulación requiere la generación de datos similares a los que se producen en los casos reales, lo que requiere la capacidad de generar valores aleatorios. El algoritmo particular a ser usado dependerá de la distribución a generar, pero en general, tiene las siguientes etapas:

1. Generar números aleatorios entre 0 y 1 (valores de $F(x)$)
2. Crear una transformación para obtener x a partir de la distribución $F(x)$
3. Obtener x de la transformación
4. Introducir los valores de la velocidad x en la curva de potencia del aerogenerador para obtener la electricidad generada a diario en MWh

Se ha considerado que un día es el intervalo de tiempo para producir electricidad, y también se ha hecho la suposición de que para cada día del mes, la distribución de frecuencias de velocidad del viento es idéntica, por lo que las producciones de electricidad también lo serán.

Utilizando los datos simulados diarios de velocidad del viento, obtenemos la salida de la curva de potencia de la turbina eólica para ese día. Sumando la producción de cada día, se obtiene la producción mensual, y sumando la

producción para todos los meses del año, se obtiene la producción anual de energía.

El parque eólico comprende 9 aerogeneradores; si multiplicamos la producción anual de una turbina por el número de turbinas que componen el parque, se obtiene la producción anual del parque.

La velocidad del viento media anual que hemos obtenido es de 7,8 m/s. Este valor es la velocidad media de 5.000 iteraciones realizadas usando la simulación de Montecarlo.

La producción anual de electricidad del parque obtenida mediante la aplicación del método de Montecarlo tiene un valor medio anual de 32.173 MWh/año. Para los 25 años de vida del proyecto, la producción de electricidad es 804.259 MWh.

2.1.3.4.2. Parque eólico marino

En el apartado anterior se ha descrito la función de probabilidad de Weibull como la que mejor representa la difusión en el tiempo de la velocidad del viento. Con el fin de estimar el volumen de la electricidad generada del parque eólico marino a partir de la capacidad instalada, basamos nuestros cálculos en hipótesis acerca de las frecuencias de viento elaboradas a partir de datos históricos. A partir de estos datos de viento, se obtiene la producción de electricidad.

Suponemos el siguiente conjunto de frecuencias de viento para cada rango de velocidades y para cada uno de los doce meses del año (Tabla 7)

TABLA 7: Frecuencias de viento para cada rango de velocidades y para cada mes del parque eólico marino en Francia

VELOCIDAD (m/s)	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	2.1	1.5	0.6	2.2	3.1	1.8	3.2	2.0	2.2	2.0	1.2	1.1
0 – 5	2.9	3.5	1.8	2.1	5.0	3.7	4.3	6.1	9.9	2.3	2.3	1.6
6 – 10	2.1	3.0	3.9	2.6	8.5	12.9	18.8	6.4	3.2	5.1	4.5	3.5
11 – 15	22.1	24.5	2.8	18.8	14.7	18.2	24.6	41.5	39.7	15.0	18.2	18.1
16 – 20	16.4	17.5	35.6	36.4	37.4	32.4	29.0	43.4	44.6	41.9	32.9	31.1
21 – 25	48.5	47.0	54.0	35.6	31.2	30.6	20.1	0.3	0.2	32.6	32.5	42.1
26 – 30	5.5	1.2	1.2	2.3	0.1	0.4	0.0	0.2	0.1	0.7	8.1	2.3
31 – 35	0.4	1.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.4	0.3	0.2

Nota: Las cifras indican la frecuencia relativa dentro de cada mes del número de horas con viento en cada categoría (suma de cada mes = 100)

Fuente: Elaboración propia

Utilizamos la tabla de frecuencias de viento para modelar la variable aleatoria velocidad del viento y a partir de esta variable se obtiene la producción anual de electricidad del parque eólico. Esta producción anual de electricidad aleatoria es la considerada en el modelo de simulación. Se entiende que cuanto mayor es el número de simulaciones realizadas, mayor es el número de valores y por lo tanto tendremos una mayor exactitud de los resultados.

Se ha considerado que un día es el intervalo de tiempo para producir electricidad, y también se ha hecho el supuesto de que para cada día del mes, la distribución de frecuencias de velocidad del viento es idéntica, por lo que las producciones de electricidad también lo serán.

Utilizando los datos simulados diarios de velocidad del viento, obtenemos la salida de la curva de potencia de la turbina eólica para ese día. Sumando la producción de cada día, se obtiene la producción mensual, y sumando la producción para todos los meses del año, se obtiene la producción anual de energía.

El parque eólico comprende 3 aerogeneradores; si multiplicamos la producción anual de una turbina por el número de turbinas que componen el parque, se obtiene la producción anual del parque.

La velocidad del viento media anual que hemos obtenido es de 9,2 m/s. Este valor es la velocidad media de 5.000 iteraciones realizadas usando la simulación de Montecarlo.

La producción anual de electricidad del parque obtenida mediante la aplicación del método de Montecarlo tiene un valor medio anual de 41.155 MWh/año. Para los 25 años de vida del proyecto, la producción de electricidad es 1.028.876 MWh.

2.1.4. Identificación de las opciones reales incluidas en el marco regulatorio de la energía eólica en Francia

2.1.4.1. Energía eólica terrestre

La regulación utilizada por las autoridades francesas para promover el desarrollo de instalaciones de energía eólica terrestre contiene opciones reales. La existencia de estas opciones reales se explica por las siguientes razones.

Por un lado, la Ley de Modernización y Desarrollo del Suministro de Electricidad Pública establece que cada productor tiene derecho a vender su electricidad a una tarifa regulada (sistema feed-in tariff) cada año. El productor *tiene derecho pero no la obligación* de vender su electricidad bajo este esquema, ya que los productores siempre pueden optar por vender la producción a precio de mercado existente (precio del mercado mayorista o "pool"). En la terminología de los mercados financieros, se trata de una opción de venta "Put", en manos del productor.

Por otra parte, desde el año 1 al año 10, la Administración tiene la obligación de pagar la tarifa inicial, desde el año 11 al año 15, la Administración *tiene el derecho pero no la obligación* a reducir la tarifa, y desde el año 16 al 25, la Administración *tiene el derecho pero no la obligación* de evitar pagar la tarifa. Entonces este derecho constituye una opción de compra "Call", en poder de la Administración.

Por tanto, en el caso de proyectos eólicos terrestres, existen dos opciones reales en la regulación: una opción de venta en manos del productor, consistente en la elección cada año del sistema de venta de la electricidad producida, bien mediante sistema Feed-in Tariff o bien mediante venta a precios de mercado mayorista; y otra opción de compra en manos de la Administración, puesto que la Administración se reserva el derecho a reducir la tarifa desde el año 11 hasta el año 15, e incluso a no pagar tarifa desde el año 16 en adelante.

Se puede calcular el valor de ambas opciones usando las siguientes ecuaciones:

$$\bullet \text{ VALOR OPCIÓN DE VENTA} = \text{MAX} [\text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(B)} ; 0] \quad (19)$$

$$\bullet \text{ VALOR OPCIÓN DE COMPRA} = \text{MAX} [\text{VAN}_{(D)} - \text{VAN}_{(C)} ; 0] \quad (20)$$

El valor de las ayudas públicas de la Administración, se puede calcular como diferencia entre el valor del Valor Actual Neto con precios de tarifa y con límite a la producción subvencionada, menos el Valor Actual Neto obtenido aplicando precios de mercado mayorista sin ningún subsidio, es decir:

$$\bullet \text{ AYUDAS PÚBLICAS} = \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(A)}] \quad (21)$$

donde:

- $\text{VAN}_{(A)}$: Valor Actual Neto obtenido aplicando precios de mercado mayorista sin ningún subsidio.
- $\text{VAN}_{(B)}$: Valor Actual Neto obtenido aplicando el sistema Feed-in Tariff, es decir, el valor de la tarifa inicial durante los primeros 10 años y durante los siguientes 5 años el valor de la tarifa reducida. .
- $\text{VAN}_{(C)}$: Valor Actual Neto obtenido aplicando el precio resultante de elegir el sistema Feed-in Tariff o el precio de mercado mayorista sin ningún subsidio, durante los 25 años de vida útil del proyecto.
- $\text{VAN}_{(D)}$: Valor Actual Neto obtenido aplicando el precio resultante de elegir venta a la tarifa inicial o al precio de mercado mayorista sin ningún subsidio, durante los 25 años de vida útil del proyecto.

Para calcular los valores del VAN que componen las opciones y las ayudas públicas, se va a aplicar el método de Montecarlo y se van a efectuar miles de simulaciones de cada uno de los VAN para cada escenario de precios. El valor elegido será el promedio de todos los valores obtenidos.

En estas simulaciones, los valores de las incertidumbres estudiadas cambian aleatoriamente. Para cada combinación de valores, se obtiene un valor del VAN.

La tasa de descuento usada para el cálculo de los VAN para el cálculo de las opciones, es la tasa libre de riesgo (r_f), que toma un valor de 2.839 por ciento. Para obtener este valor, se ha considerado la rentabilidad media de los Bonos del Gobierno Francés a 10 años durante el período 2008-2014. (Fuente: <http://www.investing.com>).

La tasa de descuento usada para el cálculo de los VAN para el cálculo de las ayudas públicas, es el coste medio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés), que toma un valor de 5,2 por ciento. Este valor es el indicado para proyectos de energía eólica terrestre según Kost et al (2013).

Se ha supuesto que la tasa de crecimiento de los costes de operación, coincide con la evolución del coeficiente L definido en la legislación francesa para la indexación de las tarifas del esquema de apoyo público a la energía eólica.

2.1.4.2. Energía eólica marina

La regulación utilizada por las autoridades francesas para promover el desarrollo de instalaciones de energía eólica marina contiene opciones reales. La existencia de estas opciones reales se explica por las siguientes razones.

Por un lado, la Ley de Modernización y Desarrollo del Suministro de Electricidad Pública establece que cada productor tiene derecho a vender su electricidad a una tarifa regulada (sistema feed-in tariff) cada año. El productor *tiene derecho pero no la obligación* de vender su electricidad bajo este esquema, ya que los productores siempre pueden optar por vender la producción a precio de mercado existente (precio del mercado mayorista o "pool"). En la terminología de los mercados financieros, se trata de una opción de venta "Put", en manos del productor.

Por otra parte, desde el año 1 al año 10, la Administración tiene la obligación de pagar la tarifa inicial, desde el año 11 al año 20, la Administración *tiene el derecho pero no la obligación* a reducir la tarifa, y desde el año 21 al 25, la Administración *tiene el derecho pero no la obligación* de evitar pagar la tarifa. Este derecho constituye una opción de compra “Call”, en poder de la Administración.

Por tanto, en el caso de proyectos eólicos marinos, existen dos opciones reales en la regulación: una opción de venta en manos del productor, consistente en la elección cada año del sistema de venta de la electricidad producida, bien mediante sistema Feed-in Tariff o bien mediante venta a precios de mercado mayorista; y otra opción de compra en manos de la Administración, puesto que cuando el productor elige la venta con Feed-in Tariff, la Administración se reserva el derecho a reducir la tarifa desde el año 11 hasta el año 20, e incluso a no pagar tarifa desde el año 21 en adelante.

Se puede calcular el valor de ambas opciones de la misma manera que en el apartado anterior:

- VALOR OPCIÓN DE VENTA = $\text{MAX} [\text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(B)} ; 0]$ **(22)**

- VALOR OPCIÓN DE COMPRA = $\text{MAX} [\text{VAN}_{(D)} - \text{VAN}_{(C)} ; 0]$ **(23)**

El valor de las ayudas públicas de la Administración, se puede calcular como diferencia entre el valor del Valor Actual Neto con precios de tarifa y con límite a la producción subvencionada, menos el Valor Actual Neto obtenido aplicando precios de mercado mayorista sin ningún subsidio:

- AYUDAS PÚBLICAS = $\text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(A)}]$ **(24)**

donde, al igual que en el apartado anterior, se definen:

- $\text{VAN}_{(A)}$: Valor Actual Neto obtenido aplicando precios de mercado mayorista sin ningún subsidio.

- VAN _(B) : Valor Actual Neto obtenido aplicando el valor de la tarifa inicial durante los primeros 10 años y durante los siguientes 10 años el valor de la tarifa reducida, es decir, aplicando el sistema Feed-in Tariff.
- VAN _(C) : Valor Actual Neto obtenido aplicando el precio resultante de elegir el sistema Feed-in Tariff o el precio de mercado mayorista sin ningún subsidio, durante los 25 años de vida útil del proyecto.
- VAN _(D) : Valor Actual Neto obtenido aplicando el precio resultante de elegir venta a la tarifa inicial o al precio de mercado mayorista sin ningún subsidio, durante los 25 años de vida útil del proyecto.

Para calcular los valores del VAN que componen las opciones y las ayudas públicas, se va a aplicar el método de Montecarlo y se van a efectuar miles de simulaciones de cada uno de los VAN para cada escenario de precios. El valor elegido será el promedio de todos los valores obtenidos. En estas simulaciones, los valores de las incertidumbres estudiadas cambian aleatoriamente. Para cada combinación de valores, se obtiene un valor del VAN.

La tasa de descuento usada para el cálculo de los VAN para el cálculo de las opciones, es la tasa libre de riesgo (r_f), que toma un valor de 2,839 por ciento. Para obtener este valor, se ha considerado la rentabilidad media de los Bonos del Gobierno Francés a 10 años durante el período 2008-2014. (Fuente: <http://www.investing.com>).

La tasa de descuento usada para el cálculo de los VAN para el cálculo de las ayudas públicas, es el coste medio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés), que toma un valor de 9.8 por ciento. Este valor es el indicado para proyectos de energía eólica marina según Kost et al (2013).

Se ha supuesto que la tasa de crecimiento de los costes de operación, coincide con la evolución del coeficiente L definido en la legislación francesa para la indexación de las tarifas del esquema de apoyo público a la energía eólica.

2.1.5. Resultados y discusión

2.1.5.1. Valoración del parque eólico terrestre

La Tabla 8 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y la desviación estándar de los Valores Actuales Netos obtenidos con diferentes escenarios de precios y utilizando como tasa de descuento la tasa libre de riesgo (r_f).

TABLA 8: Valores medios y desviaciones típicas de los VAN con la tasa libre de riesgo r_f del parque eólico terrestre en Francia

VALORES DEL VAN CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIOS	VAN (millones €)	Desviación Estándar
VAN _(A) : Valores con precios del Mercado de la electricidad sin primas	0,44	4,37
VAN _(B) : Valores con el sistema Feed-in Tariff	- 4,92	2,23
VAN _(C) : Valores con la opción de elegir entre el sistema Feed-in Tariff o precios del Mercado de la electricidad sin primas	8,78	3,44
VAN _(D) : Valores con la opción de elegir entre tarifa inicial o precios del Mercado de la electricidad sin primas	15,72	4,92

Fuente: Elaboración propia

El valor de la opción de venta en manos del promotor, calculado a partir de la ecuación (22), es el siguiente:

- $$\text{VALOR OPCIÓN PUT} = \text{MAX} [\text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(B)}; 0] =$$

$$\text{MAX} [8,78 - (- 4,92) ; 0] = 13,70 \text{ millones €}$$

(25)

El valor de la opción de compra en manos de la Administración, por aplicación de la expresión (23), es el siguiente:

- $$\text{VALOR OPCIÓN CALL} = \text{MAX} [\text{VAN}_{(D)} - \text{VAN}_{(C)}; 0] =$$

$$\text{MAX} [15,72 - 8,78 ; 0] = 6,94 \text{ millones €}$$

(26)

La Tabla 9 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y la desviación estándar de los Valores Actuales Netos obtenidos con diferentes escenarios de precios y utilizando como tasa de descuento la WACC del proyecto (5,9%).

TABLA 9: Valores medios y desviaciones típicas de los VAN con la tasa WACC del parque eólico terrestre en Francia

VALORES DEL VAN CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIOS	VAN (millones €)	Desviación Estándar (millones €)
VAN _(A) : Valores con precios del Mercado de la electricidad sin primas	-4,34	3,25
VAN _(B) : Valores con el sistema Feed-in Tariff	-5,65	0,96
VAN _(C) : Valores con la opción de elegir entre el sistema Feed-in Tariff o precios del Mercado de la electricidad sin primas	2,53	1,89
VAN _(D) : Valores con la opción de elegir entre tarifa inicial o precios del Mercado de la electricidad sin primas	6,47	3,10

Fuente: Elaboración propia

El valor de las ayudas públicas otorgadas por la Administración es, de acuerdo con la ecuación (24), el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \bullet \quad \text{AYUDAS PÚBLICAS} &= \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(A)}] = \\
 &\text{MAX} [0 ; 2,53 - (- 4,34)] = 6,87 \text{ millones €} \quad (27)
 \end{aligned}$$

En la Tabla 10, se puede ver el valor de las ayudas públicas para este proyecto de energía eólica terrestre. Los valores de estas ayudas están expresados en euros y en euros por megavatio hora producido. Si se considera la producción acumulada del parque a lo largo de los 25 años de vida del proyecto, se obtiene un valor medio, resultado de la simulación de Montecarlo de la variable producción de electricidad de 804.259 MWh.

TABLA 10: Ayudas Públicas al proyecto de energía eólica terrestre en Francia

CONCEPTO	Millones €	€/ MWh
AYUDAS PÚBLICAS	6,87	8,545

Fuente: Elaboración propia

El valor ampliado del proyecto se obtiene por incorporación del valor de la opción de venta en poder del promotor al Valor Actual Neto del proyecto sin flexibilidad. Por tanto el valor del VAN_{ampliado} para este proyecto es:

$$\bullet \quad VAN_{\text{ampliado}} = VAN_{\text{sin flexibilidad}} + \text{VALOR OPCIÓN PUT} \quad (28)$$

El valor del VAN sin flexibilidad viene dado por el valor del VAN con la aplicación del escenario de precio Feed-in Tariff. Este valor se ha obtenido del modelo dinámico de generación de flujos de caja, aplicando el método de Montecarlo, y realizando cinco mil iteraciones. El valor que se busca es el valor medio de todos esos valores. La tasa de descuento empleada es el coste nominal medio ponderado del capital, que toma el valor de 5,9%, indicado en Kost et al (2013).

La Tabla 11 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y la desviación estándar de los VAN obtenidos con el escenario de precio Feed-in Tariff y la aplicación de la WACC nominal.

TABLA 11: Valor medio y desviación estándar del VAN sin flexibilidad del parque eólico terrestre en Francia

VALOR DEL VAN CON ESCENARIO DE PRECIOS	VAN (millones €)	Desviación Estándar (millones €)
$VAN_{(B)}$: Valor del VAN con Feed-in Tariff	- 5,65	0,96

Fuente: Elaboración propia

Considerando el valor calculado de la opción de venta PUT en poder del promotor, el VAN_{ampliado} para este proyecto es, por aplicación de la ecuación (28), el siguiente:

- $$\text{VAN}_{\text{ampliado}} = \text{VAN}_{(B)} + \text{VALOR DE LA OPCIÓN PUT} =$$

$$- 5,65 + 13,70 = 8,05 \text{ millones €} \quad (29)$$

Hay que destacar que el valor del proyecto sin flexibilidad es negativo y que el valor de la opción de venta PUT en manos del promotor es muy relevante en comparación con el valor del proyecto sin flexibilidad y mejora sustancialmente el valor del proyecto para el productor, consiguiendo que este valor sea positivo.

2.1.5.2. Análisis de sensibilidad del proyecto eólico terrestre

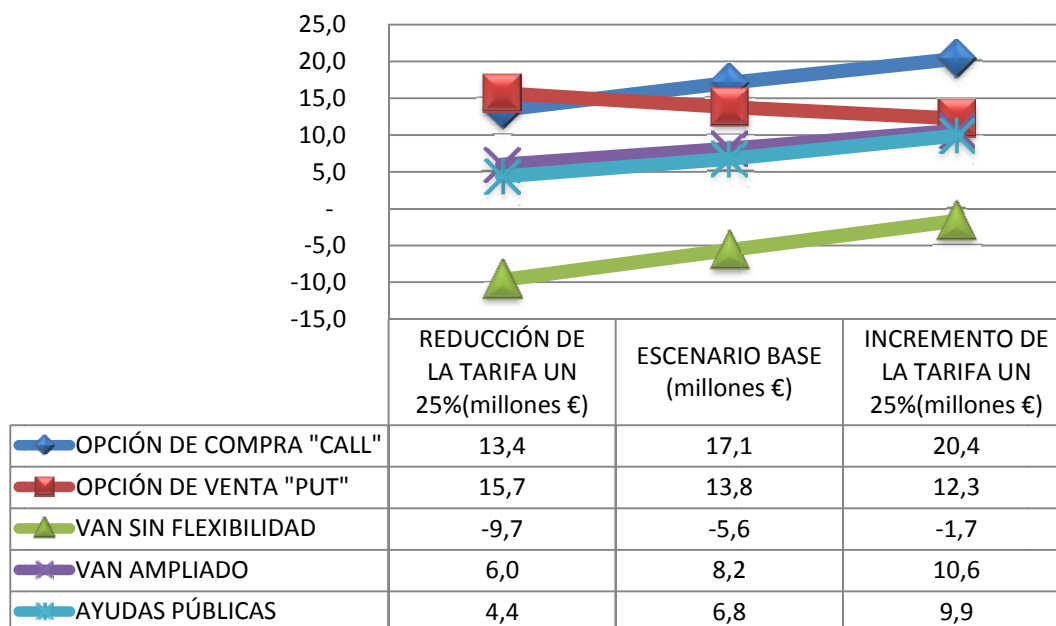
En este apartado, se va a realizar un análisis de sensibilidad. Para ello se efectuarán cambios en los valores de las incertidumbres del proyecto, como son la tarifa regulada, y los coeficientes K y L.

Los cambios que se van a realizar para cada incertidumbre, consisten en incrementar y reducir un 25% su valor respecto del escenario base que se ha considerado en el proyecto.

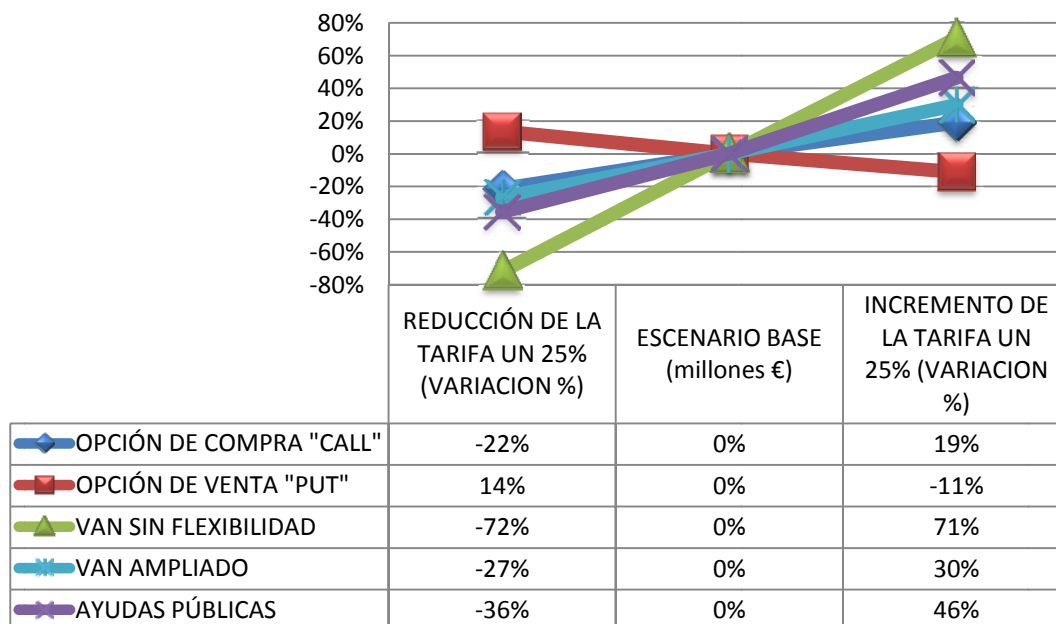
El procedimiento es que cuando se cambia el valor de una variable, las otras permanecen sin cambios, y se repite la simulación de Montecarlo y se obtienen nuevamente los resultados de miles de iteraciones. El objetivo es determinar el efecto de estos cambios en el valor de las opciones, el valor del proyecto y en el valor de las ayudas públicas.

Las Figuras 3 y 4 muestran el resultado obtenido para los valores medios y para los cambios en porcentaje respecto al escenario base debido a cambios en la tarifa.

Como era de esperar, se observa que los valores de los VAN y de las ayudas públicas, son crecientes a medida que aumenta la tarifa. Asimismo también aumenta el valor de la opción de compra en poder de la Administración. Por el contrario, el valor de la opción de venta en poder del promotor desciende.

FIGURA 3: Valores medios del parque eólico terrestre en Francia ante cambios en la tarifa

Fuente: Elaboración propia

FIGURA 4: Cambio en porcentaje del parque eólico terrestre en Francia ante cambios en la tarifa

Fuente: Elaboración propia

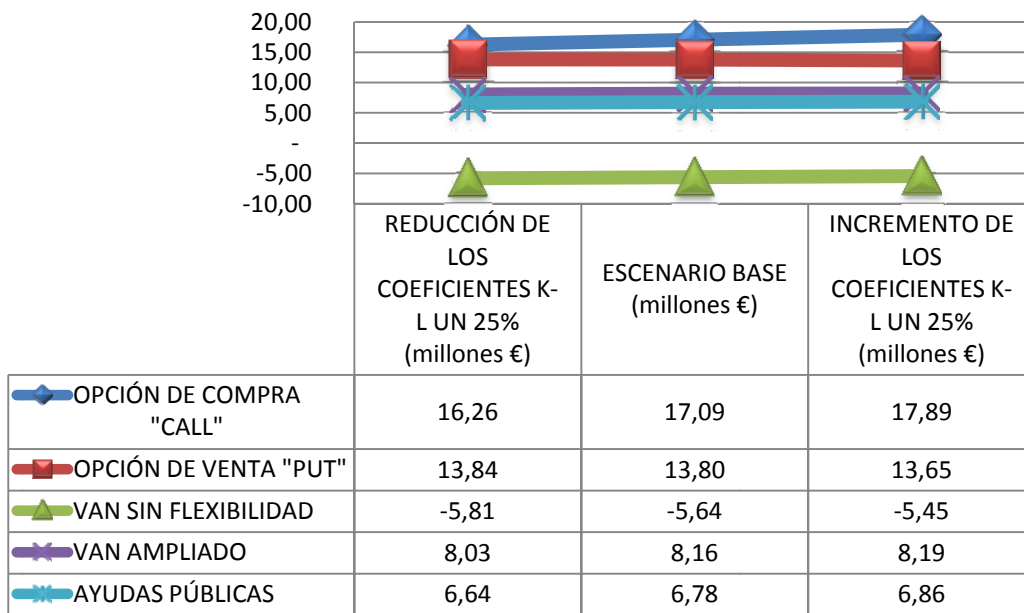
Se observa que los cambios en porcentaje experimentados en la opción de compra (-22% y +19%) son inferiores a los cambios en porcentaje de la tarifa

($\pm 25\%$). De igual modo los cambios en la opción de venta (+14% y -11%) también tienen cambios inferiores en valor absoluto a los experimentados por la tarifa.

En cuanto a los valores del VAN sin flexibilidad (-72% y 71%), estos son muy superiores a los experimentados por la tarifa ($\pm 25\%$). Del mismo modo sucede con los valores del VAN ampliado (-27% y 30%), y de las ayudas públicas (-36% y 46%).

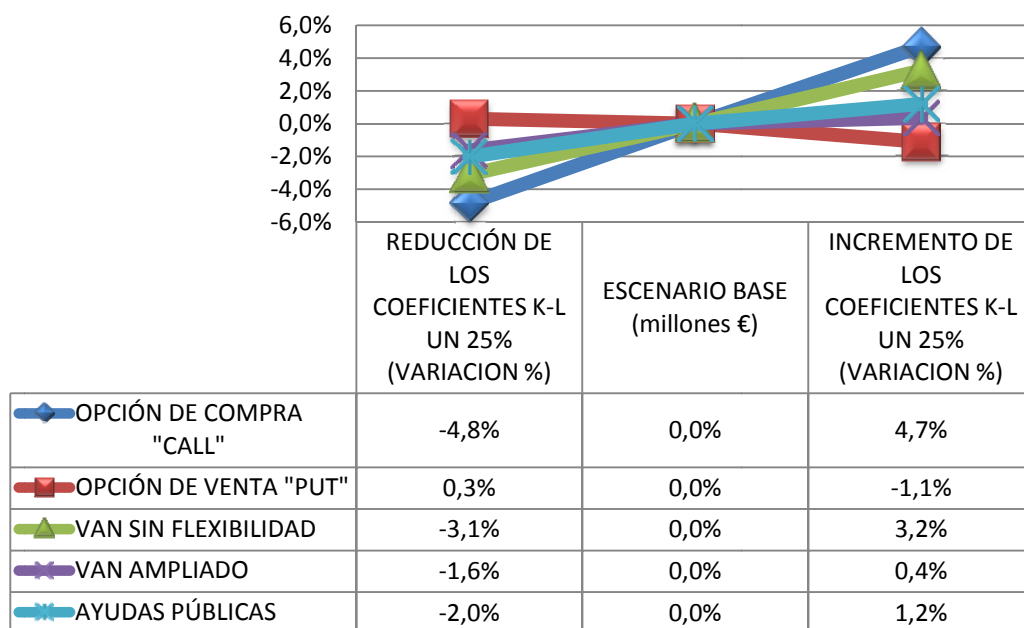
Las Figuras 5 y 6 muestran el resultado obtenido para los valores medios y para los cambios en porcentaje respecto al escenario base debido a cambios en los coeficientes K y L.

FIGURA 5: Valores medios del parque eólico terrestre en Francia ante cambios en los coeficientes K y L



Fuente: Elaboración propia

Se observa que los valores son crecientes a medida que aumenta el valor de los coeficientes K y L, con la excepción de la opción de venta en poder del promotor.

FIGURA 6: Variación en porcentaje del parque eólico terrestre en Francia ante cambios en los coeficientes K y L

Fuente: Elaboración propia

Se observa que los cambios en porcentaje experimentados en la opción de compra (-4,8% y +4,7%) son inferiores a los cambios en porcentaje de los coeficientes K y L ($\pm 25\%$). De igual modo los cambios en la opción de venta (+0,3% y -1,1%) también tienen cambios muy inferiores en valor absoluto a los experimentados por los coeficientes K y L.

En cuanto a los valores del VAN sin flexibilidad (-3,1% y 3,2%), estos también son muy inferiores a los experimentados por los coeficientes K y L ($\pm 25\%$). Del mismo modo sucede con los valores del VAN ampliado (-1,6% y 0,4%), y de las ayudas públicas (-2,0% y 1,2%).

En resumen, vemos que los coeficientes K y L no tienen un efecto destacable sobre los valores del proyecto que se analizan.

2.1.5.3. Valoración del parque eólico marino en Francia

La Tabla 12 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y la desviación estándar de los Valores Actuales Netos obtenidos con diferentes escenarios de precios y utilizando como tasa de descuento la tasa libre de riesgo (r_f).

TABLA 12: Valores medios y desviaciones típicas de los VAN con la tasa libre de riesgo r_f del parque eólico marino en Francia

VALORES DEL VAN CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIOS	VAN (millones €)	Desviación Estándar (millones €)
$VAN_{(A)}$: Valores con precios del Mercado de la electricidad sin primas	56	6,30
$VAN_{(B)}$: Valores con el sistema Feed-in Tariff	- 23,44	2,42
$VAN_{(C)}$: Valores con la opción de elegir entre el sistema Feed-in Tariff o precios del Mercado de la electricidad sin primas	- 6,42	4,20
$VAN_{(D)}$: Valores con la tarifa inicial	17,04	18,35

Fuente: Elaboración propia

El valor de la opción de venta en manos del promotor, es, por aplicación de la ecuación (22), el siguiente:

$$\begin{aligned} \bullet \text{ VALOR OPCIÓN PUT} &= \text{MAX} [V_{AN(C)} - V_{AN(B)}; 0] = \\ &\text{MAX} [-6,42 - (-23,44); 0] = 17,02 \text{ millones €} \end{aligned} \quad (30)$$

El valor de la opción de compra en manos de la Administración es, por aplicación de la ecuación (23), el siguiente:

$$\begin{aligned} \bullet \text{ VALOR OPCIÓN CALL} &= \text{MAX} [V_{AN(D)} - V_{AN(C)}; 0] = \\ &\text{MAX} [17,04 - (-6,42); 0] = 23,32 \text{ millones €} \end{aligned} \quad (31)$$

La Tabla 13 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y la desviación estándar de los Valores Actuales Netos obtenidos con diferentes escenarios de precios y utilizando como tasa de descuento la WACC nominal del proyecto (5,9%).

TABLA 13: Valores medios y desviaciones típicas de los VAN con la tasa WACC del parque eólico marino en Francia

VALORES DEL VAN CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIOS	VAN (millones €)	Desviación Estándar (millones €)
VAN _(A) : Valores con precios del Mercado de la electricidad sin	- 35,15	3,53
VAN _(B) : Valores con el sistema Feed-in Tariff	- 25,35	1,03
VAN _(C) : Valores con la opción de elegir entre el sistema Feed-in Tariff o precios del Mercado de la electricidad sin primas	- 20,00	1,78
VAN _(D) : Valores con la tarifa inicial	-12,50	15,52

Fuente: Elaboración propia

El valor de las ayudas públicas otorgadas por la Administración es, por aplicación de la ecuación (24), el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \bullet \text{ AYUDAS PÚBLICAS} &= \text{MAX} [0 ; \text{VAN (C)} - \text{VAN (A)}] = \\
 &\text{MAX} [0 ; - 20 - (- 35,15)] = 15,15 \text{ millones €} \quad \quad \quad (32)
 \end{aligned}$$

En la Tabla 14 se puede ver el valor de las ayudas públicas para este proyecto de energía eólica terrestre. Los valores de estas ayudas están expresadas en euros y en euros por megavatio hora producido. Si se considera la producción acumulada del parque a lo largo de los 25 años de vida del proyecto, se obtiene un valor medio, resultado de la simulación de Montecarlo de la variable producción de electricidad de 1.028.876 MWh.

TABLA 14: Ayudas públicas al proyecto de energía eólica marina en Francia

CONCEPTO	Millones €	€/ MWh
AYUDAS PÚBLICAS	15,15	14,72

Fuente: Elaboración propia

El valor ampliado del proyecto se obtiene por incorporación del valor de la opción de venta en poder del promotor al Valor Actual Neto del proyecto sin flexibilidad. Por tanto el valor del VAN_{ampliado} para este proyecto es:

$$\bullet \quad VAN_{\text{ampliado}} = VAN_{\text{sin flexibilidad}} + \text{VALOR DE LA OPCIÓN PUT} \quad (33)$$

El valor del VAN sin flexibilidad viene dado por el valor del VAN con la aplicación del escenario de precio Feed-in Tariff. Este valor se ha obtenido del modelo dinámico de generación de flujos de caja, aplicando el método de Montecarlo, y realizando cinco mil iteraciones. El valor que se busca es el valor medio de todos esos valores. La tasa de descuento empleada es el coste nominal medio ponderado del capital, que toma el valor de 9.8%, indicado en Kost et al (2013).

La Tabla 15 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y la desviación estándar del VAN obtenido con el escenario de precio Feed-in Tariff y la aplicación de la WACC nominal.

TABLA 15: Valor medio y desviación estándar del VAN sin flexibilidad del parque eólico marino en Francia

VALOR DEL VAN CON ESCENARIO DE PRECIOS	VAN (millones €)	Desviación Estándar (millones €)
$VAN_{(B)}$: Valor del VAN con Feed-in Tariff	- 25,35 €	1,03 €

Fuente: Elaboración propia

Con el valor calculado para la opción PUT en poder del promotor, el VAN_{ampliado} para este proyecto es , por aplicación de la ecuación (33), el siguiente:

$$\bullet \quad VAN_{\text{ampliado}} = VAN_{(B)} + \text{VALOR DE LA OPCIÓN PUT} = - 25,35 + 17,02 = - 8,33 \text{ millones €} \quad (34)$$

Hay que destacar que el valor de la opción de venta PUT en manos del promotor es positivo frente a un valor negativo del VAN sin flexibilidad. El valor de la opción incrementa el valor del proyecto, pero no lo suficiente para conseguir que el valor del proyecto sea positivo.

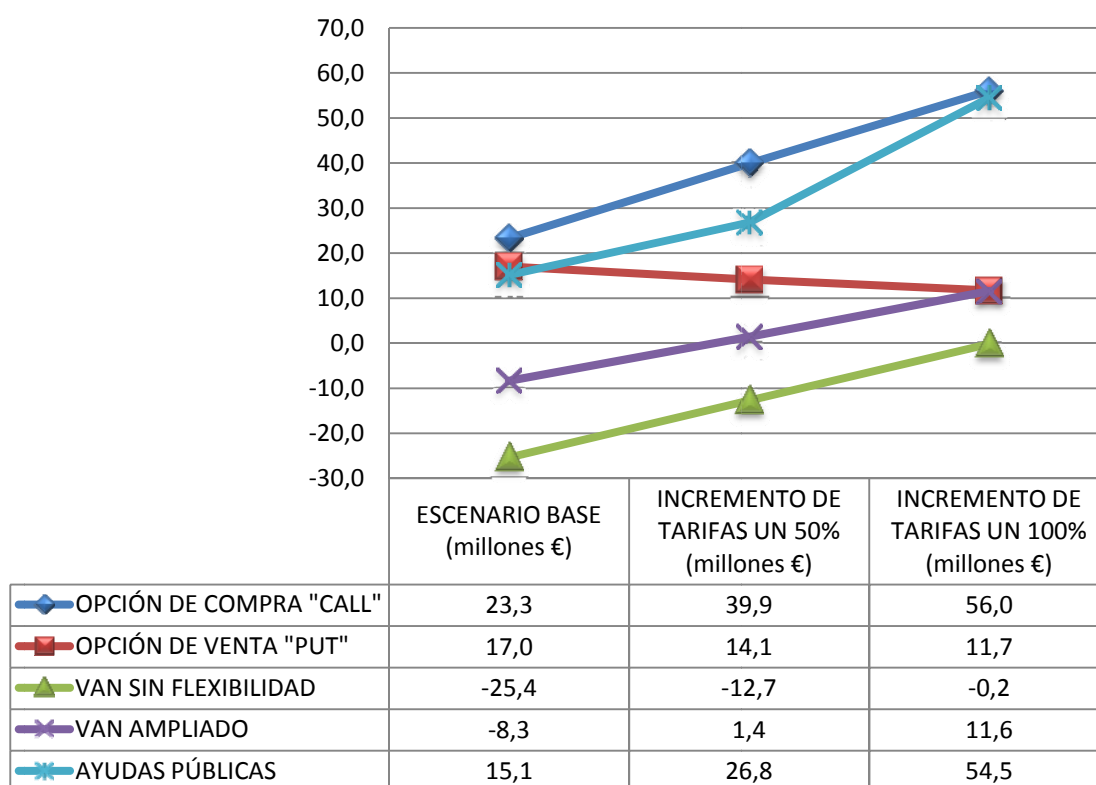
2.1.5.4. Análisis de sensibilidad del parque eólico marino

En este apartado, se va a realizar un análisis de sensibilidad. Para ello se efectuarán cambios en los valores de las incertidumbres del proyecto, como son la tarifa regulada, el precio del mercado diario de la electricidad “pool” y la velocidad del viento. Los cambios que se van a realizar para cada incertidumbre, consisten en incrementar un 50% y un 100% su valor respecto del escenario base que se ha considerado en el proyecto.

El procedimiento es que, cuando se cambia el valor de una variable, las otras permanecen sin cambios, de forma que se repite la simulación de Montecarlo y se obtienen nuevamente los resultados de miles de iteraciones. El objetivo es determinar el efecto de estos cambios en el valor de las opciones, el valor del proyecto y en el valor de las ayudas públicas.

Las Figuras 7 y 8 muestran el resultado obtenido para los valores medios y para los cambios en porcentaje respecto al escenario base debido a cambios en la tarifa.

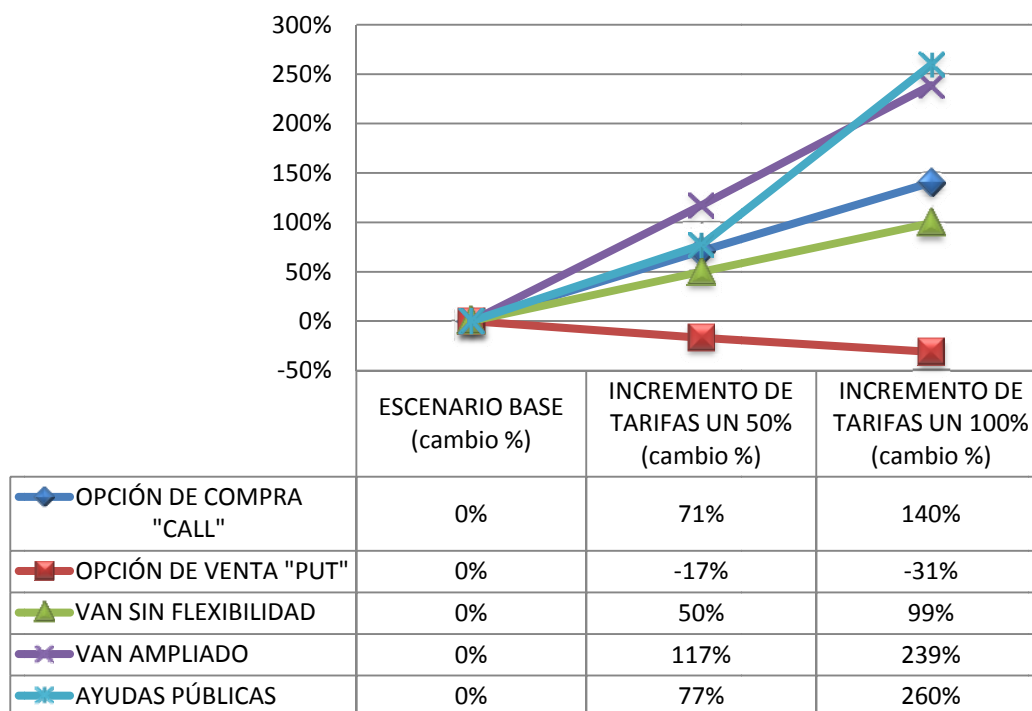
FIGURA 7: Valores medios del parque eólico marino en Francia ante cambios en la tarifa



Fuente: Elaboración propia

Como era de esperar, se observa que los valores de los VAN y de las ayudas públicas, son crecientes a medida que aumenta la tarifa. Asimismo, también aumenta el valor de la opción de compra en poder de la Administración. Por el contrario, el valor de la opción de venta en poder del promotor descende.

FIGURA 8: Variación en porcentaje del parque eólico marino en Francia ante cambios en la tarifa



Fuente: Elaboración propia

Se observa que los cambios en porcentaje experimentados en la opción de compra (71% y 140%) son superiores a los cambios en porcentaje de las tarifas (50% y 100%). Por el contrario, los cambios en la opción de venta (-17% y -31%), también tienen cambios muy inferiores en valor absoluto a los experimentados por las tarifas.

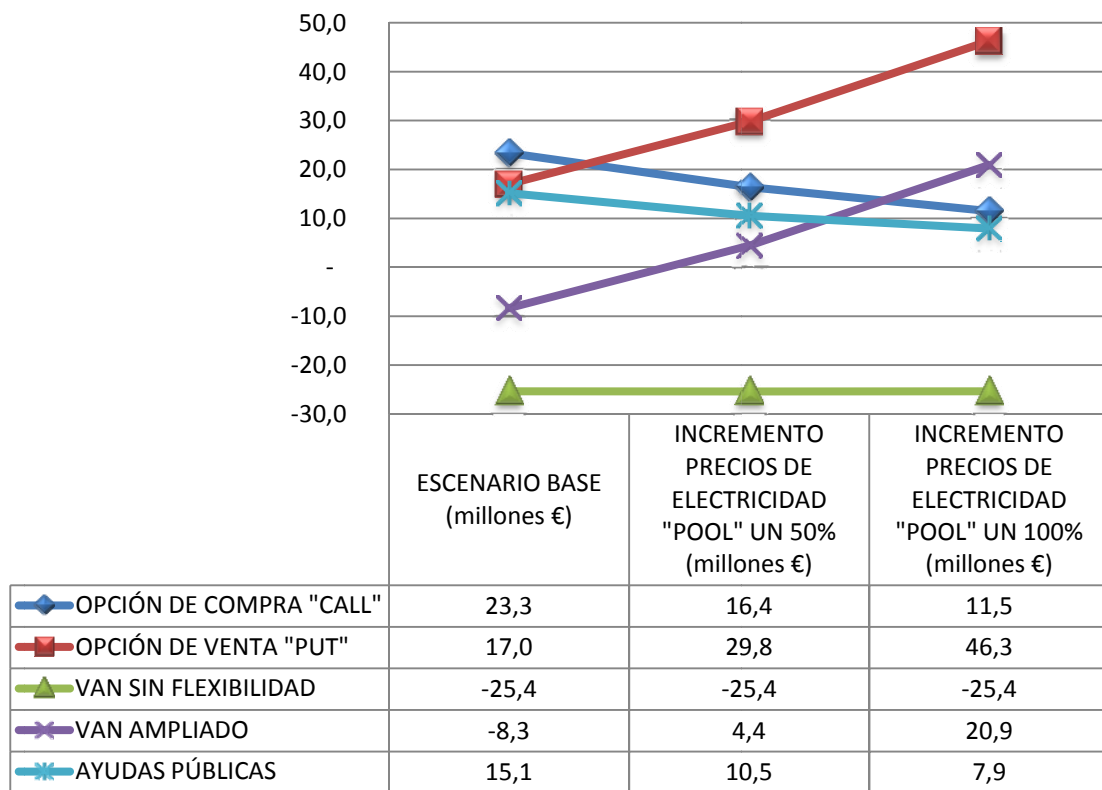
En cuanto a los valores del VAN sin flexibilidad (50% y 99%), vemos que son prácticamente idénticos a los experimentados por los cambios de las tarifas. Los valores de los cambios del VAN ampliado (117% y 239%), son más del doble que los valores de los cambios en la tarifa. Por su parte los valores de los cambios de las ayudas públicas (77% y 260%) son también muy superiores.

En resumen, se observa que los valores del VAN ampliado y de las ayudas públicas, son crecientes a medida que aumenta la tarifa. Asimismo también aumenta, aunque en menor medida, el valor de la opción de compra en poder

de la Administración. Por el contrario, el valor de la opción de venta en poder del promotor desciende.

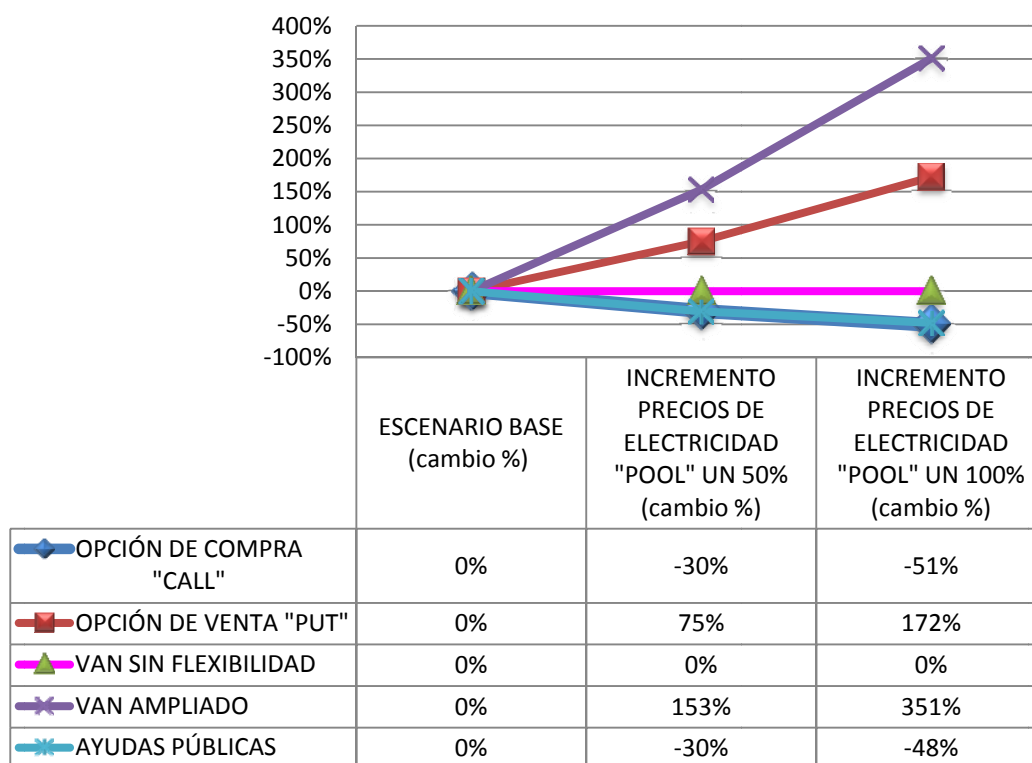
Las Figuras 9 y 10 muestran el resultado obtenido para los valores medios y para los cambios en porcentaje respecto al escenario base debido a cambios en los precios de la electricidad.

FIGURA 9: Valores medios del parque eólico marino en Francia ante cambios en los precios de la electricidad



Fuente: Elaboración propia

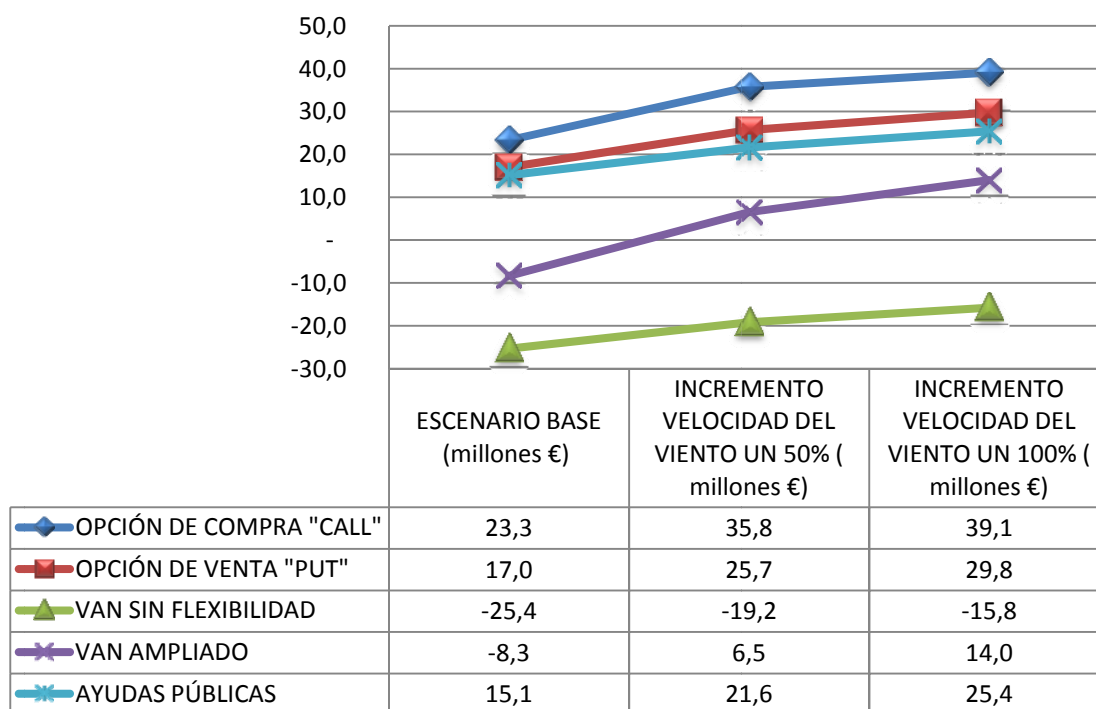
Se observa que la opción de compra tiene descensos menos significativos ante incrementos en los precios de la electricidad que los incrementos de la opción de venta en manos del promotor. El VAN sin flexibilidad, como era de esperar no sufre cambios. El VAN ampliado va aumentando a medida que se incrementan los precios de la electricidad mientras que las ayudas públicas van disminuyendo.

FIGURA 10: Variación en porcentaje del parque eólico marino en Francia ante cambios en los precios de la electricidad

Fuente: Elaboración propia

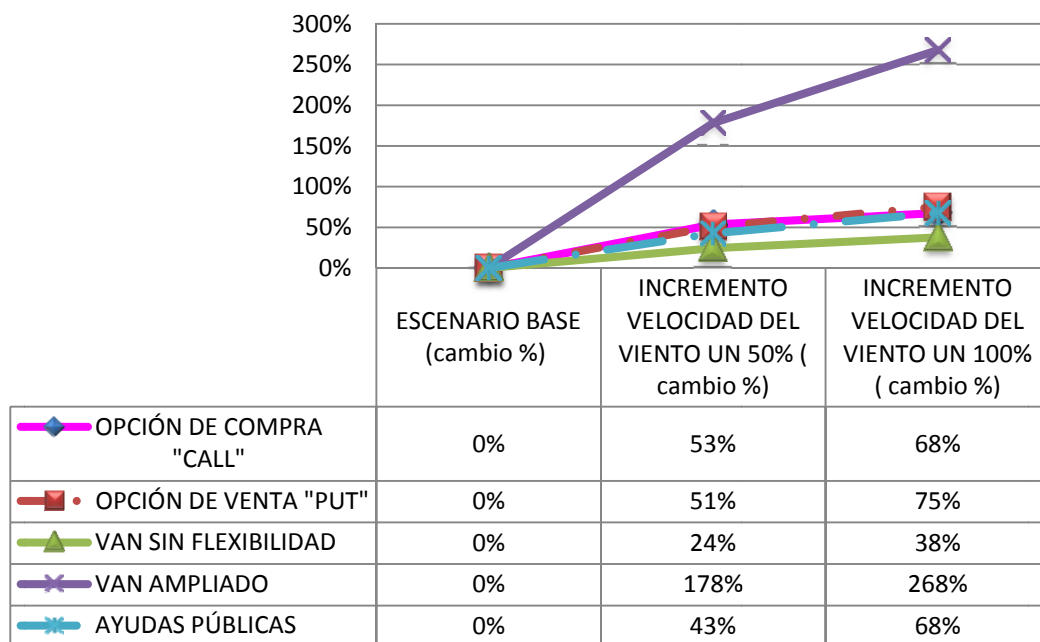
Se observa que los incrementos más importantes los tiene el VAN ampliado (153% y 351%) y a continuación la opción de venta en manos del promotor (75% y 172%). El VAN sin flexibilidad no sufre cambios. Las reducciones que experimentan la opción de compra y las ayudas públicas son muy similares.

Según lo anterior, escenarios de precios de la electricidad más altos que en el escenario base, mejoran los resultados del proyecto desde el punto de vista del promotor, además de reducir el coste para la Administración porque se reducen las ayudas públicas.

FIGURA 11: Valores medios del parque eólico marino en Francia ante cambios en la velocidad del viento

Fuente: Elaboración propia

Se observa que todos los valores crecen a medida que se incrementa la velocidad del viento.

FIGURA 12: Variación en porcentaje del parque eólico marino en Francia ante cambios en la velocidad del viento

Fuente: Elaboración propia

Se observa que el valor que más crece en porcentaje es el VAN ampliado (178% y 268%), mientras que el que menos lo hace es el VAN sin flexibilidad (24% y 38%).

Como era de esperar, se observa que ubicaciones geográficas con una mayor velocidad del viento que la considerada en el caso de estudio, obtienen resultados mejores para el promotor, mientras que por su parte la Administración tiene que incrementar las ayudas públicas.

2.2. PROYECTOS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.2.1. Marco regulatorio

El esquema está regulado por la Ley sobre la Modernización y el Desarrollo del Suministro Público de Electricidad (Ley N ° 2000-108) y en particular en su artículo 1085. Implementada en 2000, hay tanto una obligación de compra ("*d'achat obligation*"), como una disposición relativa a las tarifas ("*tarifs d'achat*") para la energía renovable. La cuantía de las tarifas para cada tecnología se encuentra regulada en los decretos ("*arrêtés tarifaires*"), de los cuales varios han sido emitidos desde la promulgación de la ley. En el caso del proyecto de energía solar analizado en esta tesis, el Decreto fue aprobado el 04 de marzo de 2011, estableciendo las condiciones de compra de la electricidad producida por plantas que usan la energía de la radiación solar, y fue posteriormente modificado por Decreto de 07 de enero 2013.

Las tarifas para la compra de la electricidad producida por instalaciones que usan la energía de la radiación solar, se reducen progresivamente cada tres meses. La tasa a la cual la tarifa regulada desciende depende de la cantidad de capacidad aplicada para apoyo bajo el esquema Feed-in Tariff durante los tres meses previos ("*breathing cap*"). Puede variar entre 0% (menos de 5 MW añadidos en los últimos tres meses) y 9,5% (más de 65 MW adicionales).

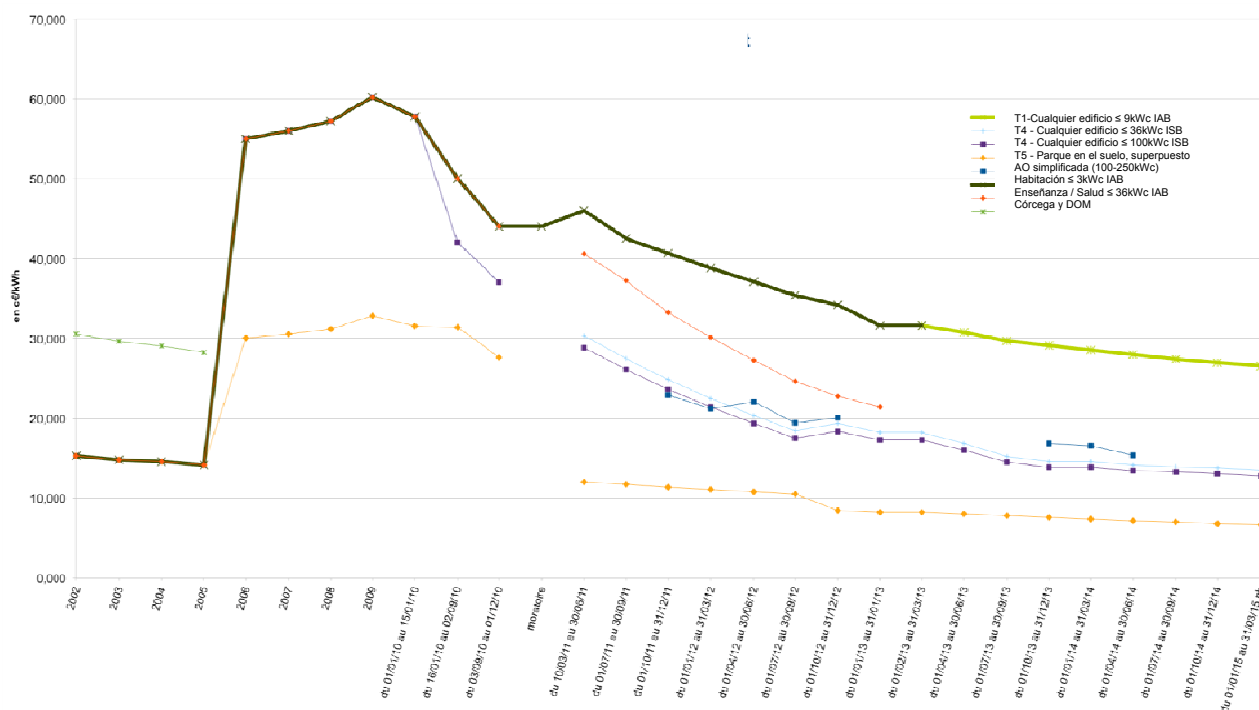
Las tarifas para plantas fotovoltaicas se diferencian por tamaño, localización, (residencia, edificación comercial/otros, educacional/edificios de salud; montados en tierra), y ciertos criterios de calidad. En total, hay 7 distintas tarifas divididas en cinco categorías (T1 a T5); mientras que las pequeñas instalaciones sobre edificación residencial reciben la tarifa más alta, las instalaciones a gran escala montadas en tierra, obtienen la tarifa más baja.

El esquema Feed-in Tariff francés también distingue entre instalaciones totalmente integradas e integradas ("*intégration simplifiée*"). Mientras que ambas necesitan proveer un cierto nivel de sostenibilidad, las instalaciones completamente integradas necesitan estar provistas de una integración más fuerte dentro del edificio (deben estar en las azoteas y proveer juntas estancas del edificio).

Las disposiciones para instalaciones integradas son menos estrictas y por lo tanto reciben las tarifas más bajas. También hay tarifas especiales para edificios educativos y hospitales, el nivel de estas tarifas oscila entre los de instalaciones residenciales y comerciales.

El nivel de la tarifa para la categoría T5, de aparatos a gran escala con una capacidad superior a 100 kW (y para todos aquellos que no cumplan con los criterios de calidad), se ha reducido significativamente, y fue fijada en 69,8 € / MWh entre el 01 / 07/2014 y 30/09/2014 (Figura 13).

FIGURA 13: Precios de compra históricos de la energía solar en Francia



Fuente: http://www.photovoltaique.info/IMG/png/graphique_v9_20150327.png

Notas:

- "AO Simplificada" es el precio medio de compra de las instalaciones seleccionadas en el marco de las convocatorias de licitación simplificada (100-250 techo kWp).
- "Córcega y DOM" se refiere a Córcega, DOM, Saint Pierre y Miquelón y Mayotte.
- "Parques de tierra superpuestos" se refiere a las instalaciones y servicios superpuestos en el suelo.
- "Nh" significa que las tarifas aún no han sido aprobadas.

A los efectos del análisis cuantitativo, se supone que las tarifas seguirán disminuyendo en la misma proporción, hasta la fecha en que la planta fotovoltaica entre en servicio en enero de 2016, con una capacidad de generación de 59,5 € / MWh. La tarifa para este tipo de plantas tiene una garantía de 20 años por el Decreto 04 de marzo 2011, artículo 3. Este decreto también establece en el artículo 6 un límite a la producción anual de energía subsidiada, que se establece en 1.500 horas de sol. La cantidad total de energía anual susceptible de ser comprada, calculado cada 12 meses y en base a la fecha de efecto del contrato de compraventa, tiene un techo. El techo se define como el producto de la potencia máxima instalada por un período de 1.500 horas. La Tabla 16 resume las principales condiciones para las tarifas de compra:

TABLA 16: Tarifas fotovoltaicas para la categoría T5 otorgados por el sistema *feed-in tariff* francés

TIPO DE INSTALACIÓN Y POTENCIA TOTAL	NIVEL DE APOYO EN CUARTO TRIMESTRE 2014 (c €/ kWh)	NIVEL DE APOYO EN PRIMER TRIMESTRE 2016 (c€/kwh)	PERÍODO DE GARANTÍA DE LA TARIFA	LÍMITE ANUAL SOBRE LA PRODUCCIÓN SUBSIDIADA	INFORMACIÓN ADICIONAL
Todo tipo de instalaciones [0-12 MW]	6,8	5,95	20 AÑOS	1.500 HORAS	Se considera la inflación anual (corrección por el coeficiente L)

Fuente: Decreto de 04 de marzo 2011, Decreto de 07 de enero 2013 y elaboración propia.

Cada contrato de compraventa contiene disposiciones relativas a la indexación de las tarifas que se aplican al mismo. Esta indexación se realiza anualmente el 1 de noviembre por la aplicación de un coeficiente según se define a continuación:

$$L = 0.8 + 0.1 \times (ICHT_t / ICHT_0) + 0.1 \times (IPPI_t / IPPI_0) \quad (35)$$

donde:

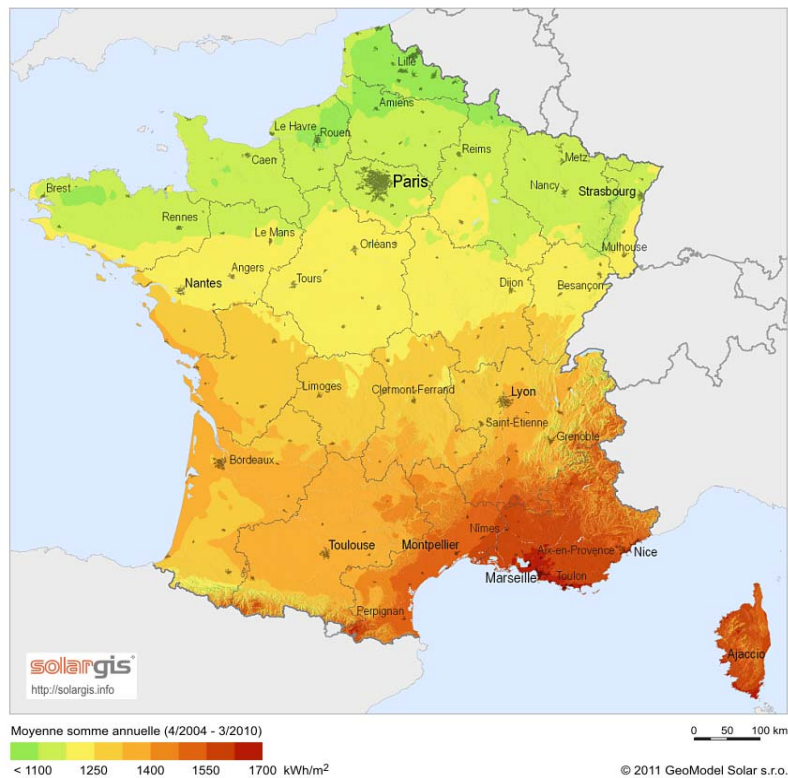
- $ICHT_t$ es un índice de coste por hora de mano de obra (todos los empleados) en las industrias mecánicas y eléctricas (valor el 1 de noviembre de cada año);
- $IPPI_t$ es un índice de precios de mercado del productor para la industria francesa (denominado IPPI en las estadísticas de Francia);
- $ICHT_0$, $IPPI_0$: son los valores de los índices ICHT e IPPI, respectivamente, el 1 de noviembre del año anterior a la fecha de efecto del contrato de compra.

2.2.2. Características generales del proyecto

El proyecto de inversión es un parque solar fotovoltaico (PV) hipotético con una capacidad nominal instalada de 10.000 kilovatios pico (kWp). Un kilovatio pico (kWp) es la manera en que la capacidad nominal de un sistema fotovoltaico está expresada generalmente. Describe la capacidad del generador medida en condiciones normales STC (condiciones de prueba estándar) para los módulos fotovoltaicos de una instalación fotovoltaica. El rendimiento real de la instalación fotovoltaica está influenciado por las condiciones reales de funcionamiento en la ubicación del parque fotovoltaico (Kost et al, 2013).

Se supone que la ubicación de este parque fotovoltaico está en el sur de Francia. Sobre la base de estas características, se puede considerar un tipo representativo de planta fotovoltaica, por lo tanto, el análisis presentado aquí podría generalizarse fácilmente a otros lugares y tamaños de planta. Se supone que la construcción de la instalación comienza en 2015, con fecha de puesta en marcha en el año siguiente.

Los niveles medios de la irradiación solar horizontal correspondiente al territorio continental francés se puede ver en la Figura 14. Se ha considerado un emplazamiento correspondiente al sur de Francia en el que la irradiación solar horizontal es de 1.450 kWh / m² por año. Esto corresponde a una radiación solar en un módulo fotovoltaico con el ángulo óptimo de 1.670 kWh / m², y una producción anual de electricidad por kWp de 1.380 kWh, como se indica en Kost et al (2013).

FIGURA 14: Irradiación solar horizontal en Francia

Fuente: <http://solargis.info>

Por lo tanto, la producción anual de energía eléctrica para el primer año de funcionamiento de la planta se obtiene considerando la capacidad de potencia de la planta, 10.000 KWp y se multiplica por el factor de electricidad asumido para la ubicación de la planta, 1.380 kWh / kWp. Por lo tanto, la producción anual del proyecto se estima en 13.800 MWh al año. Como se indica en Kost et al (2013), la producción de electricidad por las plantas fotovoltaicas no es constante a lo largo de toda la vida de un proyecto, debido a que se produce una reducción anual del 0,2 por ciento para la producción total.

En cuanto a los costes de inversión, se indica en Kost et al (2013) que una planta fotovoltaica a escala comercial, montada sobre suelo, de más de 1.000

kWp, tiene costes que van desde 1.000 a 1.400 euros / kWp. Se considera en este trabajo como coste de inversión, el valor medio de este rango, que es 1.200 euros por kWp instalado, por tanto, para los 10 MWp instalados tenemos la cantidad de 12,0 millones de euros en total.

Como cualquier instalación industrial, una planta fotovoltaica requiere de un mantenimiento constante para asegurar el correcto funcionamiento. El mantenimiento de este tipo de instalaciones es bastante sencillo de realizar ya que hay muy pocos sistemas. Las tareas a realizar en los elementos donde hay que aplicar mantenimiento, serán las siguientes:

- Módulos fotovoltaicos: en los paneles se deberá llevar a cabo las siguientes labores: limpieza de los paneles, verificación de los elementos de sujeción y conexión, el estado de degradación de los elementos constructivos de los paneles y comprobación del estado de la red de tierras, para proteger de sobre tensiones.

FIGURA 15: Limpieza de paneles



Fuente: www.opex-energy.com/fotovoltaica/mantenimiento_fotovoltaico.html

- Subsistema de generación: se deberán revisar las conexiones, los cables, el perfecto estado de las cajas de los cuadros, su estanqueidad y además se deberán revisar los equipos de mando y protección para ver su estado.
- Instalación eléctrica de C.A. B.T. Subsistema de generación: se deberán revisar al igual que en corriente continua las conexiones, los cables, el

perfecto estado de las cajas de los cuadros, su estanqueidad y además se deberán revisar los equipos de mando y protección para ver su estado.

- Inversores: se deberá revisar principalmente que están bien ventilados, que las conexiones están bien hechas y que no hay ninguna alarma.
- Sistema de ventilación y/o climatización: se deberá revisar el sistema de ventilación para evitar que se alcancen altas temperaturas que pueden provocar disparos en los inversores y demás aparatos eléctricos, para ello se deberá comprobar que las rejillas están limpias y sin obstáculos, además de deberá comprobar que los intercambiadores están lo más limpios posibles.
- Estructura soporte o seguidor: las principales tareas a realizar en la estructura o seguidor será la revisión de daños en la estructura, como los causados por oxidación y su deterioro por agentes ambientales.
- Monitorización: se deberá revisar periódicamente la estación meteorológica para ver que funciona bien, calibrarla y limpiarla, además de realizar la descarga de los datos almacenados.
- Instalación eléctrica general y servicios auxiliares: se deberán revisar todas las canalizaciones de cables, para ver su estado y evitar roturas imprevistas que pudiesen ocasionar serias averías, así como las arquetas para ver que se encuentran perfectamente y que los cables no están a la intemperie. También se deberá revisar la iluminación, enchufes y cuadros de control.
- Obra civil: se deberá comprobar que los accesos y viales de la instalación están en perfecto estado para facilitar el movimiento dentro de la misma, además se deberá comprobar la valla perimetral, los taludes, la cimentación de las estructuras, los drenajes para evitar que se atasquen en épocas de lluvias.

- Medio ambiente: se deberá limpiar de broza, toda la instalación para evitar que las hierbas crezcan hasta producir sombras o se enreden con cables y estructuras, lo que luego complicaría su desbroce.

FIGURA 16: Desbroce en planta fotovoltaica



Fuente: www.opex-energy.com/fotovoltaica/mantenimiento_fotovoltaico.html

- Sistema de seguridad: se deberá revisar el buen funcionamiento y limpieza de todas las cámaras y sensores de movimiento que pueda tener la instalación y comprobar todas las alarmas que se den, aunque normalmente sean falsas.

Para la fecha de puesta en marcha (2016), se supone un valor para los costes de operación fijos de 35 euros / KW, con base en los datos obtenidos de Kost et al (2013), lo que resulta en una cantidad total de los costes de operación de 420.000€ / año. La hipótesis es que los costes de la planta aumentarán durante la vida del proyecto, de acuerdo con el coeficiente L descrito anteriormente, que considera tanto la evolución de los costes laborales como los precios del mercado industrial.

Se asume un período de un año para la finalización de los trabajos para la instalación de la planta fotovoltaica, y 25 años para la amortización de los activos fijos.

2.2.3. Identificación de las opciones reales incluidas en el marco normativo

El sistema retributivo incluido en la legislación francesa que proporciona soporte para el desarrollo de plantas de energía fotovoltaica incluye opciones reales regulatorias. La existencia de estas opciones reales se describe como sigue. La Ley de Modernización y Desarrollo del Suministro Público de Electricidad establece que cualquier productor tiene derecho a vender cada año su electricidad a precios de tarifa regulada (sistema *feed-in tariff*). Por otra parte, el productor tiene el derecho pero no la obligación de hacerlo, por lo que, alternatively, él podría vender a precio de mercado mayorista también llamado como el "precio de pool". La posibilidad para el productor de vender a un precio de tarifa regulada o a un precio de mercado mayorista puede ser asimilada a una opción financiera de venta en posesión del productor.

Por otra parte, la venta de electricidad subsidiada a una tarifa regulada se puede mantener durante 20 años. Desde el año 21 hasta el final de la vida del proyecto (año 25), los productores de energía fotovoltaica deben revertir a precios de mercado y vender su producción como cualquier otro generador que suministra energía al pool energético francés, sin ningún subsidio. Es decir, desde el año 21 al año 25, la Administración tiene el derecho de evitar seguir pagando el subsidio contenido en la tarifa regulada. Asimismo, la Administración tiene la posibilidad de establecer un límite anual, durante los primeros veinte años, para el volumen de producción subsidiada, que se fija en 1.500 horas al año. Estos dos límites protegen a la Administración y pueden ser asimilados a opciones financieras de compra en poder de la Administración.

Así, en el marco regulador francés, para promover la instalación de plantas fotovoltaicas, existen dos opciones reales regulatorias: (i) una opción de venta anual en poder de los productores, que consiste en elegir cada año entre el sistema de venta a tarifa y venta a precios de mercado de la electricidad; (ii) una opción de compra en poder de la Administración, con base en estos dos

hechos; por un lado, en el derecho de no pagar ninguna subvención para la energía fotovoltaica de 21 años en adelante; y por otro lado, en la posibilidad de limitar la cantidad de producción subvencionada anual hasta la cantidad de 1.500 horas.

En este caso, para la potencia nominal instalada de 10.000 kilovatios pico, el volumen máximo de producción de electricidad subsidiada se obtiene multiplicando 10.000 kWp por 1.500 horas, lo que resulta en la cantidad de 15.000 MWh por año. Como el volumen real de la electricidad producida por la planta en su primer año de funcionamiento es de 13.800 MWh, y en adelante se reduce en un 0,2%, se observa que todas estas cantidades están por debajo del límite regulado de 15.000 MWh al año. Por lo tanto, en el caso de esta planta fotovoltaica, este límite no tiene ninguna influencia sobre el valor de la opción de compra de la Administración.

2.2.4. Análisis de las incertidumbres del proyecto

Con el fin de determinar los riesgos del proyecto, se asumen algunas distribuciones de probabilidad para las incertidumbres que lo afectan. Las tres fuentes de incertidumbre para este proyecto son las siguientes:

1. El precio de mercado diario de la electricidad en Francia.
2. Evolución de los costes laborales en Francia
3. Evolución de los precios industriales en Francia

Como se ha indicado anteriormente en el apartado 3.1.3., suponemos que el proceso de evolución de estas tres incertidumbres es un proceso estocástico continuo de reversión a la media, con tendencias y saltos.

2.2.4.1. Formación de precios en el mercado diario de electricidad

Antes de analizar la formación de precios en el mercado diario de la electricidad, es importante distinguir entre los siguientes conceptos:

- A) El precio de mercado de la electricidad
- B) La remuneración de la energía fotovoltaica

2.2.4.1.1. Precio de mercado de la electricidad

Las empresas de energía eléctrica deben realizar ofertas diarias para vender su electricidad en los mercados mayoristas, que se organizan por el operador del mercado de la electricidad. Las ofertas se cruzan con las demandas simultáneas realizadas por los vendedores, distribuidores y algunos grandes consumidores. La adecuación de la oferta y la demanda permite a los operadores establecer el precio de la electricidad. El resultado es el precio al contado en el mercado de la electricidad. Esta variable ha sido ya analizada anteriormente en el apartado 2.1.3.1.1.

2.2.4.1.2. Remuneración de la energía fotovoltaica

Se puede calcular utilizando un instrumento de política, como es el sistema *Feed-in Tariff*. Este sistema consiste en una recompensa por la producción de electricidad a partir de fuentes renovables. El sistema *Feed-in Tariff* es el establecimiento de una tarifa regulada, que incluye una subvención.

Se obtiene la formación de las retribuciones anuales de energía solar para la vida del proyecto mediante los siguientes elementos:

- En el primer año (2016), la tarifa inicial tiene un valor de 59,53 € / MWh. Este valor se actualiza anualmente después por el coeficiente de L, como se indica en los documentos legales que regulan el mercado francés. (T_0)
- Incremento anual de Tarifa. Como se indica en la normativa, se aplica a partir del año 2 hasta el año 20. (coeficiente L_t)
- precio del mercado diario de energía eléctrica ("pool"). (P_t)

Con todos estos elementos, el valor de las opciones y el valor de las ayudas públicas pueden ser calculados utilizando diferentes escenarios para la adquisición de la electricidad generada por el parque solar. Las tarifas T para la remuneración por MWh producido bajo cada escenario son las siguientes:

(A) Los Ingresos del parque fotovoltaico se basan sólo en los precios de venta

del mercado de la electricidad ("precio de pool"): ningún subsidio se agrega a la remuneración normal obtenida del mercado. Desde el año 1 en adelante (2016-2040), la tarifa por MWh generado es:

$$T_t = P_t \quad (36)$$

(B) Sistema Feed-in Tariff (con un límite de 20 años y otro límite para cada año de 1.500 horas en el volumen de producción subsidiada): en este caso, se deben tener en cuenta tres subperíodos separados:

- Primer año (2016). $T_t = T_0$ (37)

- Desde el año 2 hasta 20 (2017 hasta 2035). $T_t = T_0 \times L_t$ (38)

- Desde el año 21 en adelante (2036-2040). $T_t = 0$ (39)

(C) Opción de elegir entre sistema Feed-in Tariff (con los límites de 20 años y 1.500 horas en volumen de producción subsidiada) o precio de venta a mercado.

En este caso, el productor puede elegir la forma de remuneración. Naturalmente, la elección racional del precio de venta dependerá de cuál de las alternativas ha alcanzado un valor más alto. En otras palabras, el enfoque adoptado aquí es asumir que, con base en la información del año t , el promotor opta por pagar a precio de mercado si el precio de la electricidad en el año t es superior a la tarifa regulada, y viceversa.

- Período de 2016 a 2035

$$\text{Si } P_t > T_0 \times L_t; T_t = P_t; \quad (40)$$

$$\text{de otra forma } T_t = T_0 \times L_t \quad (41)$$

- Período de 2036 a 2040

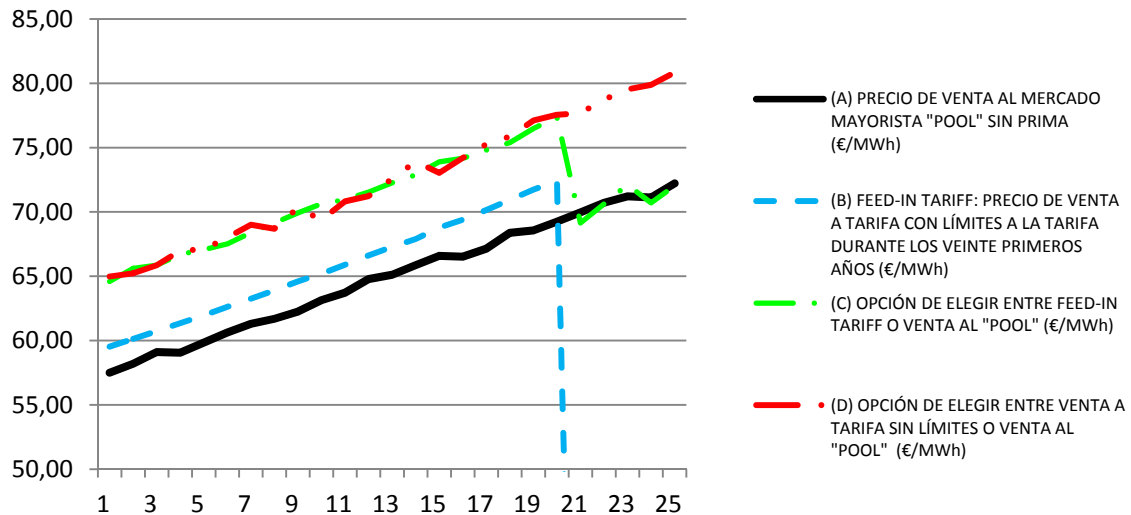
$$T_t = P_t \quad (42)$$

(D) La venta a precio de tarifa (sin los límites de 20 años y 1.500 horas en el volumen de producción subsidiada) durante los 25 años de vida del proyecto. En este caso:

$$T_t = T_0 \times L_t \text{ (período 2016-2040)} \quad (43)$$

En la Figura 17, se puede observar la evolución de los diferentes precios a lo largo de la vida útil del proyecto; el eje de ordenadas representa el precio por MWh y en el eje de abscisas se representa los años del proyecto.

FIGURA 17: Evolución simulada de los escenarios de remuneración de la planta fotovoltaica en Francia



Fuente: Elaboración propia

2.2.4.2. Índice de coste por hora de trabajo

Se remite al apartado anterior 2.1.3.2., donde se ha modelado esta variable.

2.2.4.3. Índice de precios al productor de la industria francesa

Se remite al apartado anterior 2.1.3.3., donde se ha modelado esta variable.

2.2.5. Resultados y discusión

2.2.5.1. Valoración de las opciones reales

Se puede calcular el valor de las opciones con la siguiente expresión:

- VALOR DE LA OPCIÓN DE VENTA en poder del Promotor =

$$\text{MAX} [VAN_{(C)} - VAN_{(B)}; 0] \quad (44)$$

- VALOR DE LA OPCIÓN DE COMPRA en poder de la Administración

$$= \text{MAX} [VAN_{(D)} - VAN_{(C)}; 0] \quad (45)$$

Por otra parte, hay una subvención de la Administración hacia el promotor. Los límites a la producción de energía subsidiada moderan el valor de esta subvención.

Por lo tanto, el valor de las ayudas públicas concedidas por la Administración puede ser calculado como la diferencia entre el valor del VAN aplicando el escenario de precios de elegir el sistema *Feed-in Tariff* con límite a la producción subsidiada o venta a precios de mercado eléctrico, menos el VAN obtenido mediante la aplicación de los precios de mercado sin ningún tipo de subsidio, es decir:

$$\text{SUBVENCIONES PÚBLICAS} = \text{MAX} [0; \text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(A)}] \quad (46)$$

donde:

- $\text{VAN}_{(A)}$: Se obtiene este VAN aplicando los precios de venta del mercado mayorista de la electricidad, sin subsidios públicos.
- $\text{VAN}_{(B)}$: Este VAN se obtiene aplicando el sistema *Feed-in Tariff*, con un límite de 20 años y otro límite de 1.500 horas en el volumen de producción subsidiada.
- $\text{VAN}_{(C)}$: Este valor actual neto se obtiene aplicando el resultado de elegir entre sistema *Feed-in Tariff* con límites en el volumen de la producción subsidiada o los precios de venta en el mercado de la electricidad.
- $\text{VAN}_{(D)}$: Este VAN se obtiene aplicando el resultado de elegir entre el precio de tarifa sin los límites de 20 años y 1.500 horas en el volumen de producción subsidiada o los precios de venta en el mercado de la electricidad.

Para calcular los valores de VAN que componen la opción y las ayudas públicas, se aplica el método de Montecarlo y se realizan 5.000 simulaciones en cada escenario de precios. Se busca el valor medio de estos 5.000 valores. En estas simulaciones, los valores de las incertidumbres van cambiando al azar. Para cada combinación aleatoria de valores de las variables, se obtendrá un valor del VAN.

La tasa de descuento utilizada para calcular estos VAN requeridos para calcular el valor de las opciones, es la tasa libre de riesgo (r_f), que es 2,839 por ciento. Se considera la rentabilidad media de los Bonos del Gobierno francés a 10 años durante el período 2008-2014 (datos obtenidos de <http://www.investing.com>).

La tasa de descuento utilizada para calcular el VAN que utilizará para el cálculo de las ayudas públicas ha sido el WACC nominal del proyecto, que es de 4,8 por ciento, como se indica en Kost et al (2013).

Se asumirá que la tasa de crecimiento de las tarifas y la tasa de crecimiento de los costes de operación, coincide con la evolución del coeficiente L definido en la legislación francesa para el régimen de apoyo público a las energías renovables.

La Tabla 17 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y las desviaciones estándar de los VAN obtenido con diferentes escenarios de precios y la tasa libre de riesgo (r_f).

TABLA 17: Valores medios y desviaciones estándar del VAN aplicando la tasa libre de riesgo r_f

VALORES DEL VAN SEGÚN ESCENARIO DE PRECIOS	Millones €	
	VAN	Desv. estándar
(A) Valores con los precios de mercado sin primas	- 5,83	0,56
(B) Valores con el sistema Feed-in Tariff, con límites en el volumen de la producción subsidiada	- 5,87	2,74
(C) Valores con la opción de elegir entre el Sistema Feed-in Tariff con límites en el volumen de producción subsidiada o precios de venta del mercado de la electricidad	- 2,92	0,33
(D) Valores con la opción de elegir entre el precio de tarifa sin los límites en el volumen de producción subsidiada o los precios de venta en el mercado de la electricidad	- 2,67	0,27

Fuente: Elaboración propia

El valor de la opción en poder del promotor es, mediante la aplicación de la ecuación (44), como sigue:

$$\begin{aligned} \bullet \text{ VALOR OPCIÓN VENTA} &= \text{MAX} [\text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(B)}; 0] = \\ &\text{MAX} [-2,92 - (-5,87); 0] = 2,95 \text{ millones €} \end{aligned} \quad (47)$$

Como en los apartados anteriores, es posible calcular el valor de la opción en poder de la Administración, mediante la aplicación de la ecuación (45), obteniendo el siguiente resultado:

$$\begin{aligned} \bullet \text{ VALOR OPCIÓN COMPRA} &= \text{MAX} [\text{VAN}_{(D)} - \text{VAN}_{(C)}; 0] = \\ &\text{MAX} [-2,67 - (-2,92); 0] = 0,25 \text{ millones €} \end{aligned} \quad (48)$$

La Tabla 18 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y las desviaciones estándar de la VAN obtenido con diferentes precios y el WACC nominal del proyecto.

TABLA 18: Valores medios y desviaciones estándar del VAN aplicando el WACC_{nominal}

VALORES DEL VAN SEGÚN ESCENARIO DE PRECIOS	Millones €	
	VAN	Desv, estándar
(A) Valores con los precios de mercado sin primas	- 5,83	0,56
(B) Valores con el sistema Feed-in Tariff, con límites en el volumen de la producción subsidiada	- 6,67	0,00
(C) Valores con la opción de elegir entre el Sistema Feed-in Tariff con límites en el volumen de producción subsidiada o precios de venta del mercado de la electricidad	- 4,62	0,25
(D) Valores con la opción de elegir entre el precio de tarifa sin los límites en el volumen de producción subsidiada o los precios de venta en el mercado de la electricidad	- 4,47	0,24

Fuente: Elaboración propia

El valor de las ayudas públicas concedidas por la Administración, aplicando la ecuación (46), se obtiene de la siguiente manera:

- $$\text{SUBVENCIONES PÚBLICAS} = \text{MAX} [0; \text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(A)}] = \text{MAX} [0; -4,62 - (-5,83)] = 1,21 \text{ millones €} \quad (49)$$

En la Tabla 19, se puede ver el valor medio de las subvenciones públicas para este proyecto. Los valores de estas ayudas se expresan en euros y en euros por megavatio hora producidos durante los 25 años de vida útil del proyecto. Para ello se tendrá en cuenta que la producción acumulada del parque, obtenida de la simulación, en sus 25 años de vida, es 336.812 MWh.

TABLA 19: Valores de las ayudas públicas a la planta fotovoltaica en Francia

	Millones €	Euros/MWh
Ayudas públicas	1,21	3,59

Fuente: Elaboración propia

2.2.5.2. Valoración del proyecto

El valor del proyecto se obtiene mediante la incorporación del valor de opción de venta en manos del productor al valor del VAN sin flexibilidad. Este VAN se llamará VAN ampliado. Así, el VAN ampliado para este proyecto es:

- $$\text{VAN ampliado} = \text{VAN sin flexibilidad} + \text{Valor Opción Put} \quad (50)$$

El valor de VAN sin flexibilidad coincide con el VAN con sistema *Feed-in Tariff* con límites en el volumen de producción subvencionada. Este valor se obtiene a partir de modelo dinámico de generación de flujos de caja, aplicando el método de Montecarlo, y tras la realización de 5.000 simulaciones. El valor que se busca es el valor medio de estos 5.000 valores. La tasa de descuento utilizada es el coste medio ponderado de capital nominal o WACC nominal del proyecto. Se considera un valor de 4,8 por ciento para el WACC nominal del proyecto, tal como se indica en Kost et al (2013).

La Tabla 20 muestra los resultados obtenidos para los valores medios y la desviación estándar del VAN obtenido con el precio de tarifa y el WACC nominal.

TABLA 20: Valores medios y desviaciones estándar del VAN sin flexibilidad aplicando la $WACC_{nominal}$

Valores del VAN	Millones Euros	
	Media	Desv. estándar
(B) Valores con sistema Feed-in Tariff con límites en el volumen de producción subvencionada	- 6,67	0,00

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta el valor de la opción de venta calculada, el valor del VAN ampliado del proyecto para el promotor es calculado, mediante la aplicación de la ecuación (50), de la siguiente manera:

- $$\text{VAN ampliado} = \text{VAN sin flexibilidad} + \text{Valor Opción Venta} =$$

$$- 6,67 + 2,95 = - 3,72 \text{ millones €} \quad (51)$$

Resulta destacable que el valor de la opción de venta en manos del promotor sea mayor que cero, y por ello hace aumentar el valor del VAN ampliado. Sin embargo, el valor de la opción de venta es inferior al valor del proyecto sin flexibilidad, por lo que el VAN ampliado es negativo.

2.2.5.3. Análisis de sensibilidad

En esta sección, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad. Para ello, al mismo tiempo que cambia una variable, se mantienen constantes el resto de las variables y se observan los resultados obtenidos.

La primera variable en la que se van a realizar cambios en su valor, es la Tarifa regulada categoría T5, de aparatos a gran escala, con una capacidad superior a 100 kW. Los cambios que se consideran son aumentos en el valor de la tarifa regulada T5, en un 25%, en un 50% y un 75%. Para cada uno de los nuevos escenarios, se repiten las simulaciones de Montecarlo.

Una segunda variable que se va a cambiar es el límite establecido por la Administración en el volumen de producción subvencionada. Este límite es la

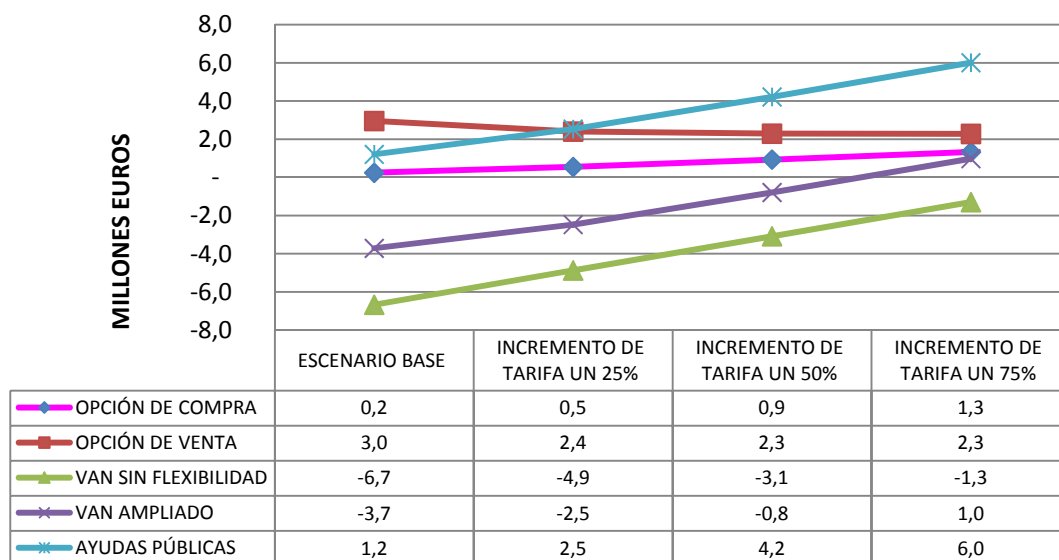
cantidad de 20 años y 1.500 horas al año. Los cambios que se consideran son aumentar y disminuir el valor de este límite en un 25%, es decir, por un lado, las cantidades de 25 años y 1.875 horas al año y por otro lado, 15 años y 1.125 horas, respectivamente, para el volumen de producción subsidiada. Para cada escenario se repiten las simulaciones de Montecarlo.

Una tercera variable que se va a cambiar es la producción de electricidad por KW pico instalado. En el escenario base, la irradiación solar horizontal considerada es de 1.450 kWh/m² por año, que se corresponde con una producción de electricidad por kWp de 1.380 kWh/m². Se va a ir aumentando esta cantidad en un 25% y en un 50%, es decir, las cantidades de 1.725 kWh/m² y 2.070 kWh/m² respectivamente.

Ambas situaciones no se corresponderían con ubicaciones dentro de Francia, puesto que la irradiación solar no alcanza estos niveles, sino más bien, el primer caso podría corresponder a un emplazamiento situado en el sur de España, mientras que el segundo caso podría corresponder a un emplazamiento situado en la región MENA (Oriente Medio, África del Norte), según lo indicado en Kost et al (2013). En estos dos casos, se determinarán los impactos en el valor de las opciones, en el valor del proyecto y en el valor de las ayudas públicas.

Las Figuras 18 y 19 muestran los resultados obtenidos para los valores medios y los cambios porcentuales respecto al escenario base, debido a los cambios en la variable tarifa regulada categoría T5.

FIGURA 18: Efectos de incrementar la tarifa regulada categoría T5 en planta fotovoltaica en Francia

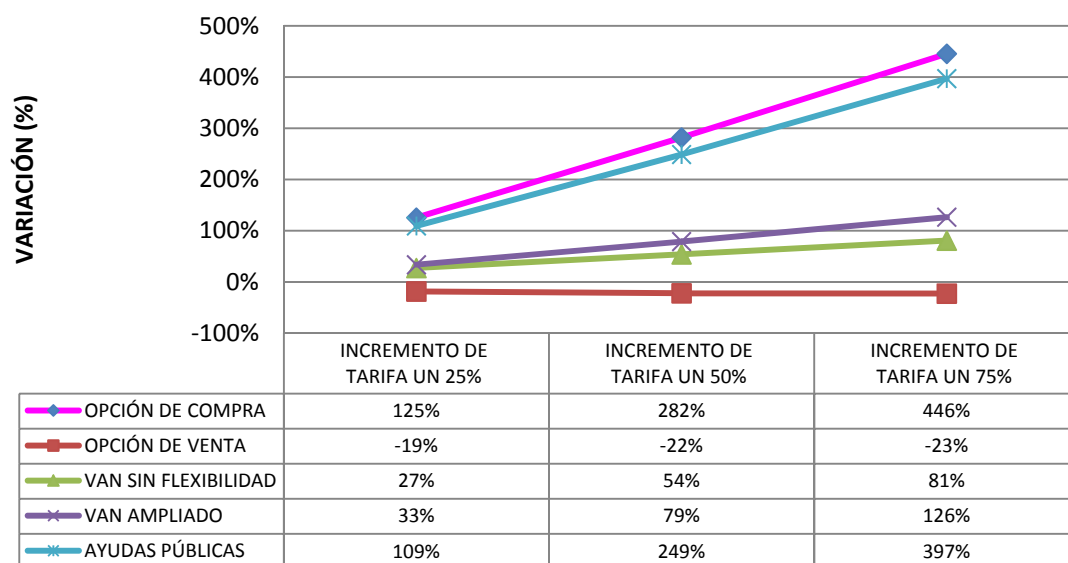


Fuente: Elaboración propia

Se puede ver en la Figura 18 que todos los valores crecen con el aumento de la tarifa, con la única excepción de la opción de venta, que disminuye su valor.

El valor de la opción de venta disminuye. Para aumentos del 50% y superiores, el valor de la opción de venta apenas cambia.

El VAN sin flexibilidad es negativo para los aumentos de la tarifa regulada en un 25%, 50% y 75%. Sólo toma un valor positivo para aumentos del 100%. El VAN ampliado, que en el escenario base es negativo, empieza a ser positivo con aumentos de la tarifa en un 75%. En este caso, el VAN sin flexibilidad es negativo, pero añadiendo el valor de la opción de venta, la suma es mayor que cero.

FIGURA 19: Variación en porcentaje por incrementar la tarifa regulada categoría T5 en planta fotovoltaica en Francia

Fuente: Elaboración propia

Se puede ver en la Figura 19, que los aumentos de la tarifa regulada producen aumentos en el valor de la opción de compra aunque en un porcentaje muy superior (125%, 282% y 446%).

Por último, se puede ver que los aumentos de la tarifa regulada tienen un efecto multiplicador sobre el valor de las ayudas públicas, ya que el valor de estos aumentos se produce en un porcentaje mayor (109%, 249% y 397%).

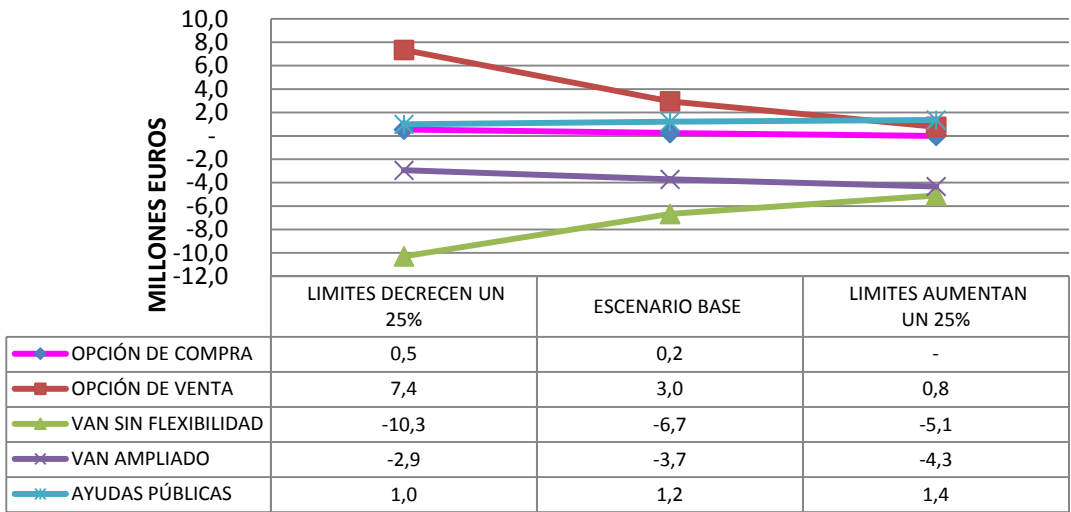
Las Figuras 20 y 21 muestran los resultados obtenidos para los valores medios y los cambios en porcentaje con respecto al escenario base debido a los cambios en los límites de 20 años y 1.500 horas anuales de energía subvencionada. Es decir, se trata por un lado de aumentar el valor de este límite en el volumen de producción subsidiada, en un 25%, o sea, las cantidades de 25 años y 1.875 horas al año, y por otro lado, disminuir el valor de este límite en un 25%, o sea 15 años y 1.125 horas, respectivamente.

En la Figura 20 puede observarse que los valores de las opciones de compra y de venta se mueven en sentido contrario al cambio en los valores de los límites. Es decir, si los límites van aumentando, los valores de las opciones se van reduciendo.

Este mismo movimiento lo experimenta el valor del VAN ampliado, es decir, se reduce (-2,9, -3.7 y -4,3 millones euros, respectivamente) a medida que se incrementan los límites (-25%, 0% y +25%). Por su parte, el VAN sin flexibilidad se incrementa, así como el valor de las ayudas públicas.

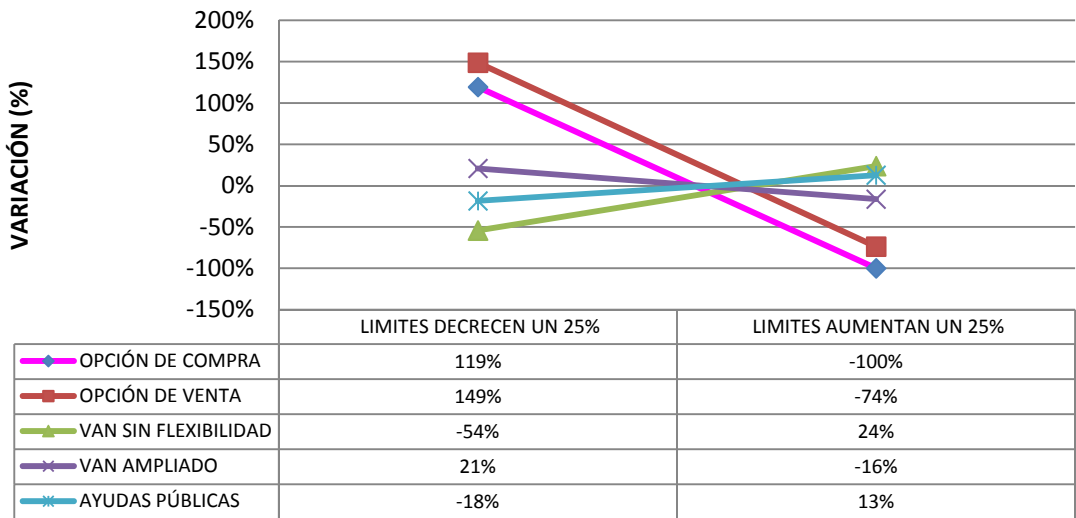
Vemos que el VAN ampliado es negativo en todos los casos. Es decir, los cambios en los límites no son suficientes para alcanzar valores positivos del VAN ampliado, siendo necesario añadir los efectos de los cambios en otras variables (por ejemplo, cambios en las tarifas).

FIGURA 20: Efectos de incrementar/reducir los límites de 20 años y 1.500 horas, en planta fotovoltaica en Francia



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 21: Variación en porcentaje por incrementar/reducir los límites en planta fotovoltaica en Francia



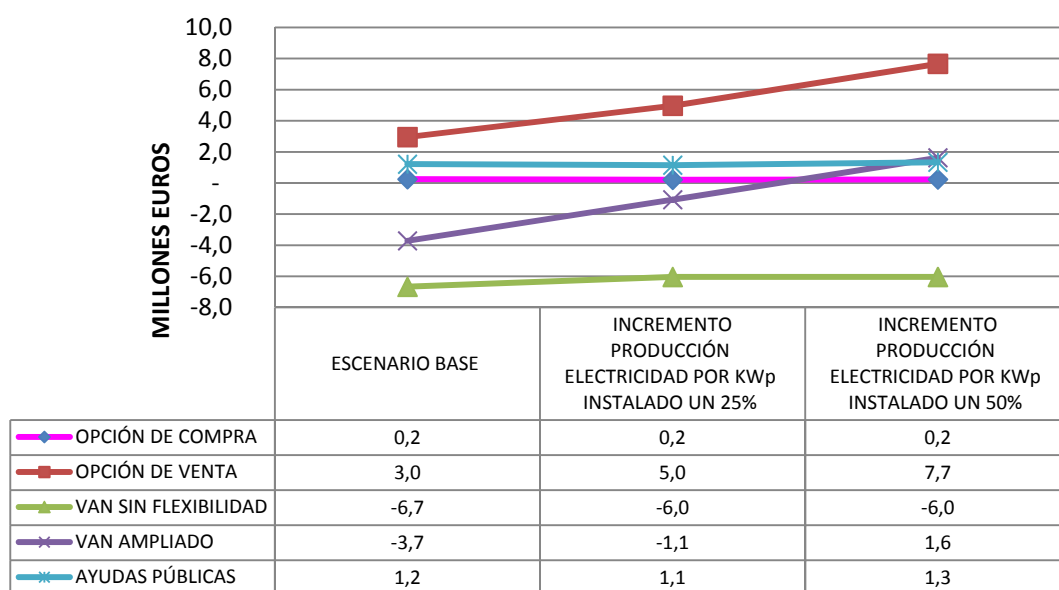
Fuente: Elaboración propia

Se puede ver en la figura 21 que, disminuyendo los límites un 25%, se producen aumentos porcentuales superiores en el valor de la opción de compra y en la opción de venta respecto al escenario base. También se ve que disminuye el valor del VAN sin flexibilidad en un porcentaje más alto y disminuyen las ayudas públicas en un 18%. El VAN ampliado aumenta su valor un 21%.

Por el contrario, si se incrementa en un 25% los límites, se produce una disminución en el valor de la opción de compra y en la opción de venta en un porcentaje mucho más alto. También se produce una disminución del VAN ampliado en un 16%, mientras que por el contrario, se incrementan los valores del VAN sin flexibilidad en un 24% y de las ayudas públicas en un 13%.

Las figuras 22 y 23 muestran los resultados obtenidos para los valores medios y los cambios porcentuales respecto al escenario base, debido a los cambios en la producción de electricidad producida por KWp.

FIGURA 22: Efectos de incrementar la electricidad producida por KWp en planta fotovoltaica en Francia

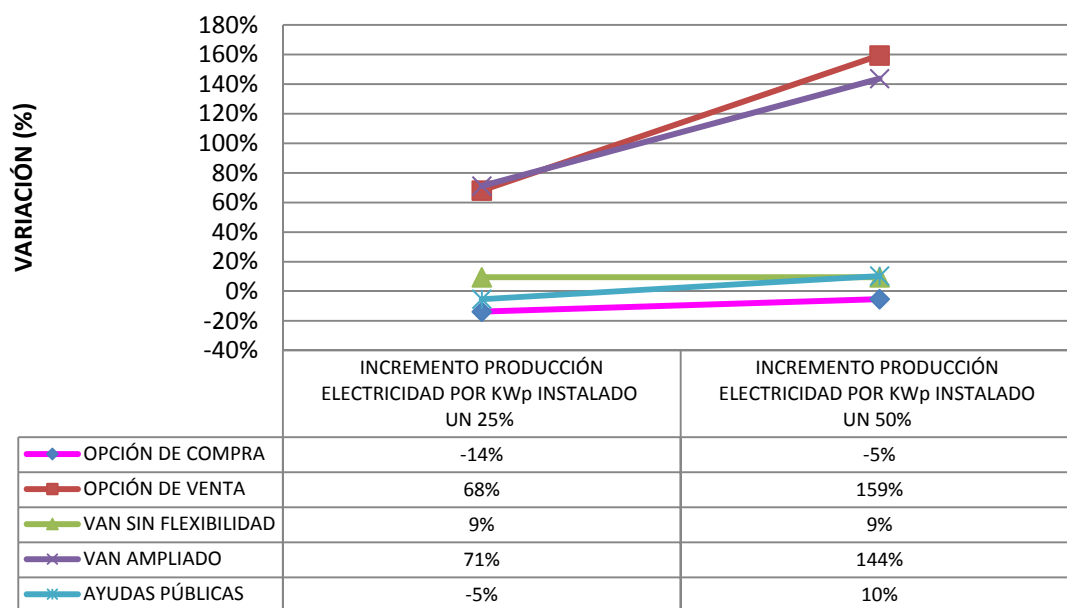


Fuente: Elaboración propia

Se puede ver en la Figura 22 que el VAN ampliado es positivo en el caso de incrementar la producción de electricidad en un 50%. Como se ha dicho anteriormente, un aumento de la producción de electricidad en un 50%

correspondería a un emplazamiento situado en un país de la región MENA. No es posible llegar a esta producción de electricidad en Francia. Por ello, si se quiere un VAN ampliado positivo, ello sería posible mejorando la ubicación, y además hay que añadir el efecto de otra variable, como puede ser un aumento de la tarifa regulada.

FIGURA 23: Variación en porcentaje por incrementar la electricidad producida por KWp en planta fotovoltaica en Francia



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 23 se observa que un incremento de la electricidad producida por KWp, incrementa el valor de la opción de compra, de la opción de venta y del valor de VAN ampliado, en un porcentaje más alto. El VAN sin flexibilidad aumenta un 9% en ambos casos. También se puede ver que estas variaciones producen aumentos en el valor de las ayudas públicas en un porcentaje menor.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA

En este capítulo se realiza el análisis del marco regulatorio de los proyectos de energía renovable en España haciendo especial énfasis en los aspectos retributivos. Para ello se analiza cómo está regulada la retribución de la electricidad procedente de los parques eólicos y fotovoltaicos. A continuación se explican las características generales de los proyectos eólicos, terrestre y marino, así como fotovoltaico, que se van a estudiar. Se continúa con la modelización de las principales incertidumbres que afectan a estos proyectos, así como con la identificación de las opciones reales contenidas en la normativa española. Por último, se valoran estos proyectos, incluyendo el valor de sus opciones reales, y se realiza un análisis de sensibilidad y una discusión de los resultados obtenidos.

3.1. PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA

3.1.1. Antecedentes regulatorios

La regulación de apoyo a las energías renovables en España se inició con la Ley 82/1980, de Conservación de la Energía, que dio lugar principalmente al fomento de la cogeneración y de centrales hidroeléctricas de pequeña potencia. El régimen de apoyo se basaba en el derecho de venta de la totalidad de energía producida por la instalación y la percepción de un precio “adecuado”. Esta ley representó el punto de partida de la actual regulación de las energías renovables y del impulso de las mismas en España, estableciendo normas y principios básicos, así como incentivos económicos para la mejora de la eficiencia energética, el desarrollo de las renovables y la reducción de la dependencia energética (González, 2013).

En 1986 se presentó el primer *Plan de Energías Renovables, PER 1986-1988*, cuyo objetivo principal era “coordinar e impulsar todos los esfuerzos implicados en el desarrollo y utilización de las energías renovables, para conseguir una mayor participación de las mismas en el abastecimiento energético”. A través de este Plan se pudo definir una política energética integral en materia de energías renovables que estableciera unos objetivos concretos y unos medios

y programas de acción para la consecución de los mismos. Uno de los principales logros de este Plan fue la importante labor de documentación realizada para la elaboración de mapas de recursos, con el objeto de obtener mayor precisión en cuanto al potencial de cada una de las tecnologías (González, 2013).

El siguiente hito regulatorio fue el *Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*, que ampliaba las tecnologías apoyadas a la eólica, la biomasa y la solar, manteniendo las líneas básicas del marco anterior. En este Real Decreto se establecía la prioridad de acceso y la tarifa regulada para este tipo de instalaciones.

En 1997 se aprobó la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que establecía las líneas generales de la liberalización de las actividades eléctricas. Además, la norma estableció la distinción entre la producción en Régimen Ordinario de las centrales convencionales, de la producción en Régimen Especial para la producción de origen renovable. Dentro del Régimen Especial diferenció dos opciones retributivas: la venta de la energía al distribuidor o la participación directa en el mercado de producción. En el primer caso, el generador recibía el precio medio final de la demanda más una prima. En el segundo, aparte de la prima, el precio horario más la remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios. Adicionalmente, la Ley introdujo el objetivo de que en 2010 el 12% de la energía primaria fuera de origen renovable.

El *Real Decreto 2818/1998* desarrollaba reglamentariamente el Régimen Especial definido en la Ley 54/1997 y determinaba que las primas debían ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros, pero con una formulación que permitía una gran discrecionalidad. Además, las actualizaciones anuales afectaban, no sólo a futuras inversiones, sino también a las ya instaladas.

En 1999 vio la luz el *Plan de Fomento de las Energías Renovables*, que definía los objetivos por tecnologías necesarios para alcanzar el 12% global de

energías de origen renovable para el 2010 definido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

Posteriormente se aprobaron varios desarrollos normativos orientados a incentivar una mayor participación de las renovables en el mercado. Es el caso del *Real Decreto Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios* y del *Real Decreto 841/2002 por el que se regulaba para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida*.

Este RD 841/2002 desarrollaba los artículos 17,18 y 21 del RD 6/2000, con el doble objetivo de incentivar a los productores de régimen especial a participar en el mercado y obligarles a informar de sus previsiones de producción aunque no participaran en dicho mercado.

Con objeto de unificar estas normativas de desarrollo de la Ley 54/1997, en lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en régimen especial, en particular a su régimen económico, en marzo de 2004 se aprobó el *Real Decreto 436/2004 por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, que regulaba el marco económico de apoyo a la producción de energía eléctrica en régimen especial. El principal objetivo era establecer un régimen económico duradero, estable y previsible para las instalaciones acogidas al régimen especial, basado en una metodología de cálculo de la retribución objetiva y transparente, aprovechando la estabilidad que había venido a proporcionar para el conjunto del sistema el *Real Decreto 1432/2002 de metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia* (Sáenz, 2006).

Este RD 436/2004 mantenía dos opciones de retribución para las energías renovables: (i) tarifa fija, independiente del precio del mercado y (ii) precio de mercado, más prima, más incentivo por participación en el mercado. Los

productores podían acogerse a cualquiera de las dos opciones, pero una vez elegida una de ellas, debían mantenerse en la misma al menos durante un año.

La diferencia fundamental de la regulación del RD 436/04 respecto a la regulación anterior del RD 2818/98, es que los conceptos retributivos no se actualizaban anualmente de forma discrecional por parte del regulador, sino que existía un mecanismo de actualización consistente en una indexación a la Tarifa Media de Referencia (TMR). La TMR se calculaba cada año como el cociente entre el coste anual estimado del sector y la demanda esperada de energía. De esta forma, la TMR reflejaba el coste medio del sector, con lo que indexar la retribución de las energías renovables a la TMR equivalía a tomar como referencia los costes reales de la energía.

Aunque el crecimiento experimentado por el conjunto del régimen especial de generación eléctrica tras la aprobación del RD 436/2004 había sido destacable -a finales de 2004 se había alcanzado un cumplimiento acumulado del 28,4% sobre el objetivo global de incremento de las fuentes renovables previsto para 2010 - los objetivos planteados se encontraban en determinadas tecnologías, lejos de ser alcanzados. Además, los niveles de precio del mercado en 2005 y 2006 estaban dando lugar a unas tasas de rentabilidad excesivas para los titulares de instalaciones eólicas que optaban por vender su energía en el mercado para percibir el precio más la prima. Todo ello en un contexto de elevado déficit tarifario.

Desde el punto de vista técnico, era necesario regular ciertos aspectos (huecos de tensión, servicio de reactiva, adscripción a centros de control, etc.) con el fin de garantizar la seguridad en el sistema eléctrico y una mejor integración de las energías renovables en el sistema, dado el creciente peso que estas tecnologías estaban adquiriendo en el mix energético (Díaz, 2009).

En agosto de 2005 fue aprobado el Plan de Energías Renovables 2005-2010, con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética del Gobierno, aumentar la seguridad y calidad del suministro eléctrico y mejorar el respeto al medio ambiente, junto con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos internacionales que para España derivan del Protocolo de Kioto y de nuestra pertenencia a la Unión Europea y alcanzar los objetivos del

Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2008-2012. Este Plan de Energías Renovables 2005-2010, que conllevó la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, se debió a un crecimiento de algunas tecnologías inferior al inicialmente previsto y, por otro parte, a un incremento de la demanda notablemente superior a los escenarios manejados en el Plan inicial.

El objetivo de este nuevo Plan era mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos comunitarios indicativos de 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para 2010. De esta manera, aumentaba el objetivo para 2010 de la energía eólica (de 9.000 MW a 20.155 MW) y la solar (en la solar fotovoltaica se pasaba de 135 a 400 MW; en la solar térmica de 309 ktep a 809 ktep; y la solar termoeléctrica multiplicaba sus objetivos pasando de 200 MW a 500 MW). Este Plan suponía durante el periodo 2005-2010 un volumen total de apoyos a las energías renovables de 8.492 millones de euros, de los que 3.536 millones corresponderían a ayudas públicas en sentido estricto —con cargo a los Presupuestos Generales de Estado, en parte vía ayudas a la inversión y en parte por incentivos fiscales a la producción de biocarburantes— y 4.956 millones de euros representan el apoyo total durante el periodo a la generación de electricidad con renovables a través del sistema de primas (González, 2013).

En este contexto se elaboró el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, que estableció un nuevo marco retributivo a aplicar a las instalaciones de energías renovables, con objeto de alcanzar en 2010 los objetivos recogidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010. Este real decreto sustituyó al Real Decreto 436/2004 y dio una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

El RD 661/2007, mantenía la doble opción de retribución (tarifa regulada o mercado). La generación renovable que participara en el mercado recibiría una

prima variable en función del precio de mercado y unos límites superior e inferior.

El RD 661/2007 se estructuró en cuatro capítulos. El capítulo I definía el alcance objetivo de la norma y especificaba las instalaciones que tenían la consideración de régimen especial, clasificándolas en categorías, grupos y subgrupos; el capítulo II regula el procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial; el capítulo III, los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial, y el capítulo IV, el régimen económico.

Con este real decreto se pretendía que en el año 2010 se alcanzase el objetivo indicativo nacional incluido en la *Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad*, de manera que al menos el 29,4 por ciento del consumo bruto de electricidad en 2010 proviniese de fuentes de energía renovables.

Este RD 661/2007 establecía en su artículo 24 que para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resultara de aplicación este real decreto, deberían elegir, por períodos no inferiores a un año, entre ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, o vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica al precio horario que resultara en el mercado diario, complementado en su caso, por una prima.

Según el artículo 25 del RD la tarifa regulada consistía en una cantidad fija que se determinaba en función de la categoría, grupo y subgrupo al que perteneciera la instalación, así como de su potencia instalada y antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

En el artículo 27 se definía la prima como una cantidad adicional al precio horario que resultara en el mercado diario y de carácter variable, en función del precio del mercado de referencia. Se fijaba una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia, debiendo quedar la suma de ambos entre los límites superior e inferior.

El artículo 30 establecía que las instalaciones que hubieran elegido la opción de venta a tarifa liquidarían con la Comisión Nacional de Energía la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que le correspondiera y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes. Por su parte, las instalaciones que hubieran elegido la opción de venta al mercado recibirían de la Comisión Nacional de Energía, la cuantía correspondiente a las primas y complementos que le fueran de aplicación.

En los últimos años, el crecimiento de las tecnologías incluidas en el régimen especial, había permitido superar con creces en 2010 los objetivos de potencia instalada previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para la tecnología eólica y en particular para las tecnologías solar termoeléctrica y solar fotovoltaica. La superación de los objetivos, puso de manifiesto un desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas, suponiendo un incremento del sobrecoste para el sistema en concepto de primas para las tecnologías solares de más de 2000 millones de euros en 2010, cifra que se incrementará en 2000 millones de euros anuales a partir de 2014.

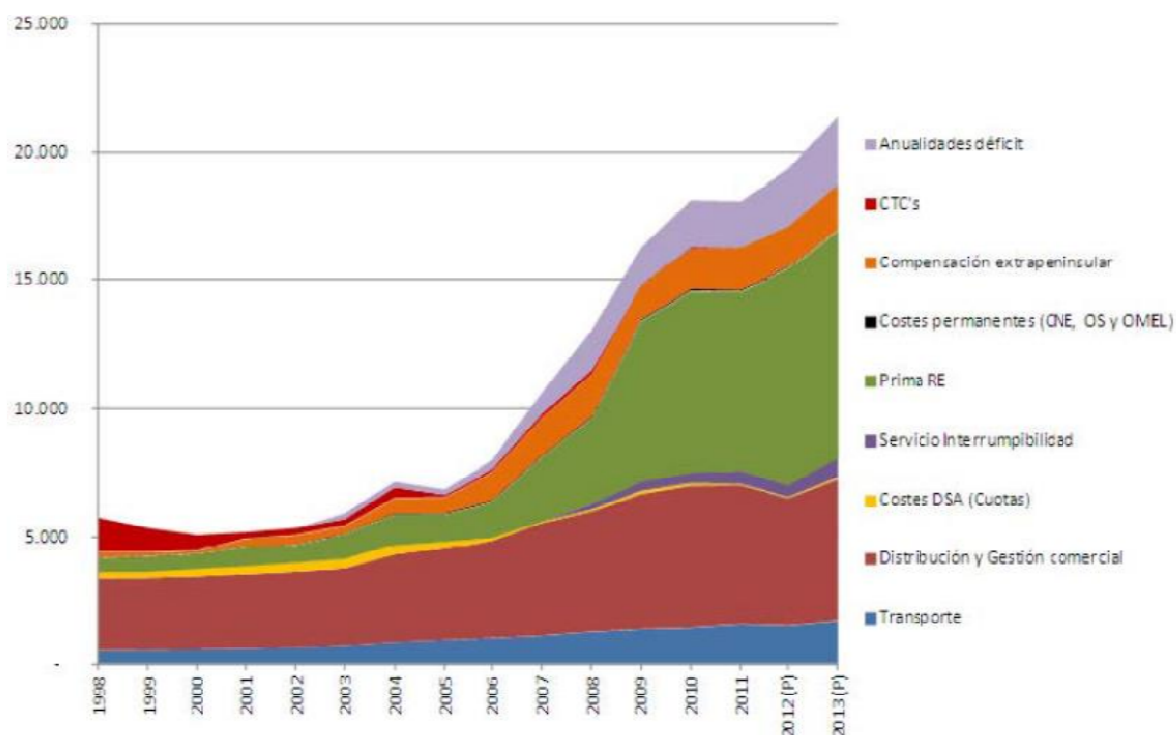
El Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estableció límites para acotar el incremento del déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir. De este modo el citado real decreto ley establecía, a partir de 2013, el principio de suficiencia de los peajes de acceso para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas de modo que, a partir de dicho momento, no pudiera aparecer déficit tarifario.

Posteriormente, y como consecuencia de la aparición de una serie de circunstancias como, la caída significativa de la demanda durante 2010 y el incremento en la producción eléctrica a partir de fuentes renovables por las

favorables condiciones climatológicas, que tuvieron una importante incidencia sobre los parámetros de previsión de déficit tarifario del sistema eléctrico, se adoptaron nuevas medidas con carácter de urgencia, en el *Real Decreto Ley 14/2010* para abordar la corrección del referido déficit tarifario del sistema eléctrico.

En la Figura 24 se puede ver la evolución de la contribución de las primas en los costes regulados del sistema.

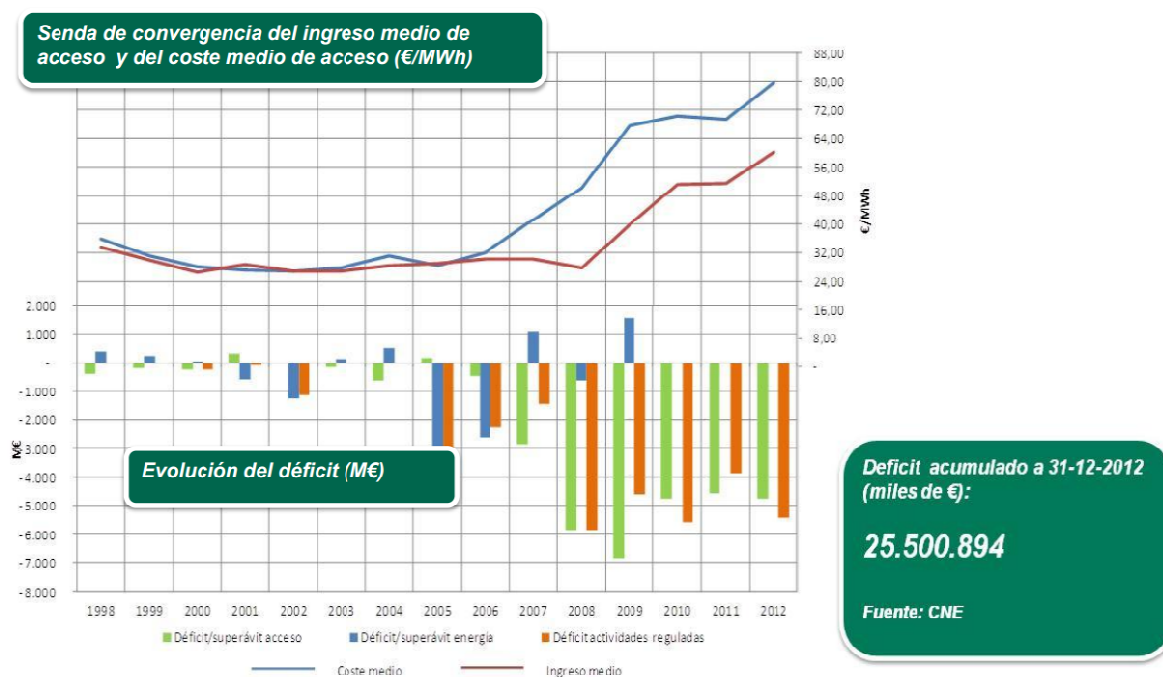
FIGURA 24: Evolución de la contribución de las primas al régimen especial en los costes regulados del sistema



Fuente: González (2013)

En la Figura 25 se puede ver la evolución de la diferencia entre ingresos y costes regulados del sistema.

FIGURA 25: Evolución de la diferencia entre los ingresos y costes regulados del sistema



Fuente: González (2013)

Sin embargo, las medidas adoptadas no resultaron suficientes, poniendo en riesgo el objetivo final de supresión del déficit tarifario a partir de 2013.

Los objetivos de potencia para el año 2020 recogidos en el Plan de Energías Renovables permitían al Gobierno disponer de margen de maniobra en la fijación de la senda de implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. A ello había que añadir que la capacidad de generación instalada era suficiente para asegurar la cobertura de la demanda prevista para los próximos años. De esta manera, no resultaba imprescindible continuar con las tasas anuales de implantación de estas tecnologías para lograr al final de la década los objetivos previstos. Además, la situación económica y financiera aconsejaba la supresión de los incentivos para la construcción de estas instalaciones, con carácter temporal, al menos hasta la solución del principal problema que amenazaba la sostenibilidad económica del sistema eléctrico que era el déficit tarifario del sistema eléctrico.

Por otra parte, el modelo de generación distribuida, con el acercamiento del coste de producción de estas tecnologías al coste de consumo para los

segmentos de menor escala, cobraba cada vez mayor importancia. Así, el procedimiento para permitir el denominado balance neto de electricidad cuya regulación estaba en curso, constituía una alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo de energía eléctrica. Resultaba necesario diseñar un nuevo modelo retributivo para este tipo de tecnologías que tuviera en cuenta el nuevo escenario económico, promoviendo la asignación eficiente de los recursos a través de mecanismos de mercado. De este modo, se trataba de articular a futuro un sistema que favoreciera la competitividad del mercado a través de mecanismos similares a los utilizados en otros países de la Unión Europea y que garantizaran la viabilidad futura del Sistema. Asimismo, los nuevos marcos deberían incentivar la reducción de costes aprovechando la pendiente de la curva de aprendizaje y propiciando la captura de la maduración de la tecnología de manera que reviertan estos en los consumidores.

Por último, y de acuerdo a lo anterior, se aprobó el *Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*. De esta forma se pretendía que pudiera acometerse la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable. En la adopción de dicha medida con carácter de urgencia, el Gobierno optó por limitar su alcance a las instalaciones de régimen especial que no hubieran obtenido aún la inscripción en el Registro de preasignación de retribución, con excepción de aquellos supuestos en que dicha circunstancia fuera consecuencia del incumplimiento del correspondiente plazo de resolución por la Administración. Este real Decreto Ley mantuvo el régimen retributivo fijado en el ordenamiento jurídico para las instalaciones en funcionamiento y para aquellas que hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución.

3.1.1.1. Retribución de la energía eólica terrestre

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establecía en su

artículo 24, que para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resultase de aplicación este real decreto, deberían elegir, por períodos no inferiores a un año, entre ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, o vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica al precio horario que resultase en el mercado diario, complementado en su caso, por una prima.

Según el artículo 25 del R.D. la tarifa regulada consistía en una cantidad fija que se determinaba en función de la categoría, grupo y subgrupo al que perteneciese la instalación, así como de su potencia instalada y antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

En el artículo 27 se definía la prima como una cantidad adicional al precio horario que resultase en el mercado diario y de carácter variable, en función del precio del mercado de referencia. Se fijaba una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia, debiendo quedar la suma de ambos entre los límites superior e inferior.

El artículo 30 establecía que las instalaciones que hubiesen elegido la opción de venta a tarifa, liquidarían con la Comisión Nacional de Energía la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que le correspondiese y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes. Por su parte, las instalaciones que hubiesen elegido la opción de venta al mercado recibirían de la Comisión Nacional de Energía, la cuantía correspondiente a las primas y complementos que le fuesen de aplicación.

La energía eólica en tierra, estaba clasificada en el grupo b.2.1., y las tarifas, primas y límites superior e inferior, quedaban fijados en el R.D. 661/2007 según se refleja en la Tabla 21.

TABLA 21: Valores de tarifas, primas y límites superior e inferior para energía eólica terrestre en España (RD 661/2007)

Fecha	Plazo	Tarifa regulada (c€/kWh)	Prima de referencia (c€/kWh)	Límite superior (c€/kWh)	Límite inferior (c€/kWh)
26 de Mayo de 2007	Primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
	A partir de entonces	6,1200	0,0000		

Fuente: Real Decreto 661/2007

3.1.1.2. Retribución de la energía eólica marina

La energía eólica en el mar, estaba clasificada en el grupo b.2.2., y las tarifas, primas y límites superior e inferior, quedaban fijados en el R.D. 661/2007 según se refleja en la Tabla 22.

TABLA 22: Valores de tarifas, primas y límites superior e inferior para energía eólica marina en España (RD 661/2007)

Fecha	Tarifa regulada (c€/kWh)	Prima de referencia (c€/kWh)	Límite superior (c€/kWh)	Límite inferior (c€/kWh)
26 de Mayo de 2007		8,43	16,40	

Fuente: Real Decreto 661/2007

3.1.2. Características generales de los proyectos de energía eólica en España**3.1.2.1. Parque eólico terrestre**

El proyecto de inversión consiste en un parque eólico terrestre con una potencia instalada bruta de 11,70 MW. No se trata de ningún proyecto concreto, sino que se trata de un proyecto genérico que responde a la tipología habitual de parque eólico.

Un proyecto de este tipo, comienza con la localización de un terreno, la obtención de datos meteorológicos y el comienzo de las mediciones de la velocidad del viento con una torre de 30 metros. En función de estas mediciones, que pueden durar unos dos años, se podrá establecer una estimación de las velocidades del viento a alturas de entre 80 y 100 metros, que servirá para poder realizar una previsión de la producción de los aerogeneradores.

A partir de aquí, se solicitan la conexión a la red eléctrica, el permiso de construcción y la solicitud del permiso de operaciones, momento a partir del cual la siguiente decisión será lanzar o no el proyecto. En el caso que se decida el lanzamiento, este comenzaría a generar flujos de caja desde su puesta en marcha hasta el fin de la vida media de los aerogeneradores, estimado en unos 25 años (Lamothe y Méndez, 2006).

En el ejemplo estudiado en este trabajo, el aerogenerador elegido en la modelización de la producción ha sido el modelo Bazán-Bonus 1,3 MW, suponemos la instalación de 9 aerogeneradores. La potencia instalada neta (restando la disponibilidad técnica, las pérdidas del parque y el autoconsumo) es de 11,24 MW.

Se aplicarán las tarifas y primas establecidas inicialmente en el RD 661/2007 de 26 de mayo.

El estudio se ha hecho suponiendo un funcionamiento diario con un factor de capacidad del parque del 23,6% (se entiende por factor de capacidad del parque la relación entre la energía real generada durante un período de tiempo, generalmente un año, y la energía generada a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales placa de identificación de los equipos).

Para estimar los costes de inversión, hemos considerado los datos proporcionados por Kost et al (2013). En esta publicación, los costes de inversión actuales se encuentran en el rango de entre 1.000 y 1.800 euros por KW instalado. Se utiliza el valor medio de este rango, considerando un coste de

inversión de 1.400 euros por KW instalado, es decir, 16.380.000 de euros en total para el proyecto completo.

Se hace la hipótesis de que los costes de explotación del parque exhibirán aumentos incrementales anuales obtenidos aplicando el índice de precios al consumo armonizado para España. Los costes de operación son 18,0 € / MWh, según se indica en Kost et al (2013), divididos de la siguiente manera:

- costes de operación fijos son 8,0 € / MWh
- costes de operación variables son 10,0 € / MWh

Asumimos un período de seis meses para la finalización de los trabajos y de 25 años para la amortización de los activos fijos.

3.1.2.2. Parque eólico marino

El proyecto de inversión en un parque eólico marino es hipotético con una capacidad instalada de 10,8 MW. No es un proyecto específico, sino un proyecto genérico que se corresponde con un caso general de parque eólico.

El aerogenerador elegido para el modelo de producción utilizada en este trabajo es el modelo de Siemens SWT-3.6-107, 3,6 MW, indicado en Siemens (2010). Suponiendo la instalación de 3 aerogeneradores, la capacidad instalada es de 10,8 MW.

Se aplicarán las primas establecidas inicialmente en el RD 661/2007 de 26 de mayo.

Para estimar los costes de inversión, hemos considerado los datos proporcionados por Kost et al (2013). En esta publicación, los costes de inversión actuales se encuentran en el rango de entre 3.400 y 4.500 euros por Kw instalado. De acuerdo con esto, se utiliza el valor medio de este rango, considerando un coste de inversión de 3.950 euros por KW instalado, es decir, 42.660.000 euros en total para el proyecto completo.

Se hace la hipótesis de que los costes de explotación del parque exhibirán aumentos incrementales anuales obtenidos aplicando el coeficiente ICHT descrito anteriormente en la Sección 3.1.1.1. Para la fecha de puesta en

marcha (2016), los costes de operación son 35,0 € / MWh, según se indica en Kost et al (2013), divididos de la siguiente manera:

- costes de operación fijos son 15,0 € / MWh, es decir, alrededor de 0,6 millones de € / año
- costes de operación variables son 20,0 € / MWh, es decir, alrededor de 0,8 millones de € / año

Asumimos un período de un año para la finalización de los trabajos y de 25 años para la amortización de los activos fijos.

3.1.3. Análisis de las incertidumbres de los proyectos eólicos en España

Las incertidumbres consideradas en el presente trabajo, son las siguientes:

1. Precio de casación del mercado diario de la electricidad.
2. Índice de Precios al consumo
3. Energía eléctrica producida

En las siguientes subsecciones, analizamos en detalle cada una de estas tres fuentes de incertidumbre para los proyectos eólicos.

3.1.3.1. Precio de casación del mercado diario de la electricidad

En primer lugar vamos a distinguir entre los siguientes dos conceptos:

- A) Precio de casación resultante del mercado diario de la electricidad
- B) Remuneración de la energía eólica.

A continuación pasamos a explicar cada uno de ellos:

- Las compañías productoras de energía eléctrica han de realizar diariamente ofertas económicas para vender su electricidad mediante el mercado mayorista, organizado por el operador del mercado eléctrico. Las ofertas se cruzan con las demandas realizadas, a su vez, por los comercializadores, las distribuidoras y algunos grandes consumidores. La casación de oferta y demanda permite obtener el precio de la

electricidad. Éste es el **precio de casación** resultante del mercado mayorista de la electricidad.

- La **remuneración de la energía eólica** puede hacerse mediante dos instrumentos normativos: el sistema *Feed-in Tariff* y el sistema *Feed-in Premium*. Ambos sistemas suponen una subvención a la producción de energía eléctrica de origen renovable.

Para determinar en este trabajo el valor de las opciones reales regulatorias, así como la cuantía de las ayudas públicas a la producción de energía eléctrica de origen eólico, vamos a utilizar el concepto de remuneración de la energía eólica, ya sea bien mediante el sistema *Feed-in Tariff*, o bien mediante el sistema *Feed-in Premium*.

3.1.3.1.1. Evolución del precio de casación

Se va a suponer que el proceso de evolución del precio horario de casación del mercado diario de la electricidad se corresponde con un proceso estocástico continuo de reversión a la media con tendencia y con saltos. La metodología empleada ha quedado descrita anteriormente en el Capítulo 2.

En la Tabla 23 se muestran los precios base diarios históricos de la electricidad en el mercado spot gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE).

TABLA 23: Precios históricos de electricidad en España

AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
PRECIO MEDIO ANUAL (c€/kWh)	2,56	2,67	3,18	3,13	3,87	3,01	2,87	5,36	5,07	4,22

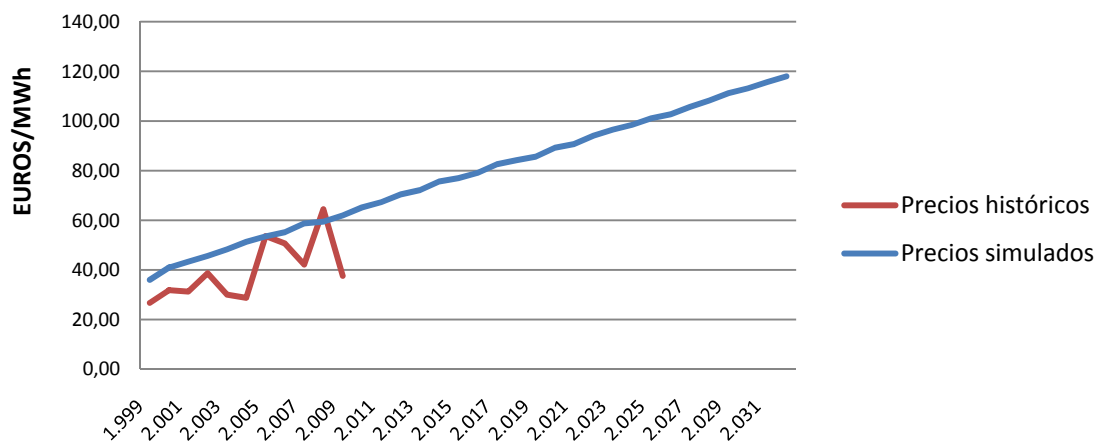
Fuente: <http://www.omie.es>

En nuestro modelo de simulación, hemos limitado el nivel para que ocurran saltos de Poisson para los precios de mercado. Este valor ha sido establecido en 9,96 €/MWh. Para establecer este valor, hemos considerado la media de los valores absolutos de los cambios en los precios de Mercado entre dos años consecutivos durante el período estudiado. Por lo tanto, hemos impuesto la

restricción de que por encima de 9,96 €/MWh, los precios de mercado exhiben un salto de Poisson.

En la Figura 26 se puede observar en color azul la evolución del valor medio de los precios de casación horarios del mercado diario de la electricidad, a lo largo de la vida útil del proyecto, una vez realizadas 5.000 simulaciones con la fórmula anterior. En color rojo se muestra la evolución de los precios históricos.

FIGURA 26: Evolución simulada del precio de casación horario del mercado diario de electricidad en España



Fuente: Elaboración propia

3.1.3.1.2. Remuneración de la energía eólica terrestre

El precio de venta de la electricidad, en la opción de venta al mercado (sistema *Feed-in Premium*), está formado por los siguientes conceptos:

- Precio de casación del mercado diario: es la variable Y_t que hemos modelizado.
- Prima de referencia, según R.D. 661/2007.
- Complemento de energía reactiva. Es un porcentaje (4%) sobre la cantidad de 78,441 €/MWh.
- Tasas del agente vendedor: 0,30 €/MWh

El precio se obtiene a partir de estos componentes y se define como: **a+b+c-d**

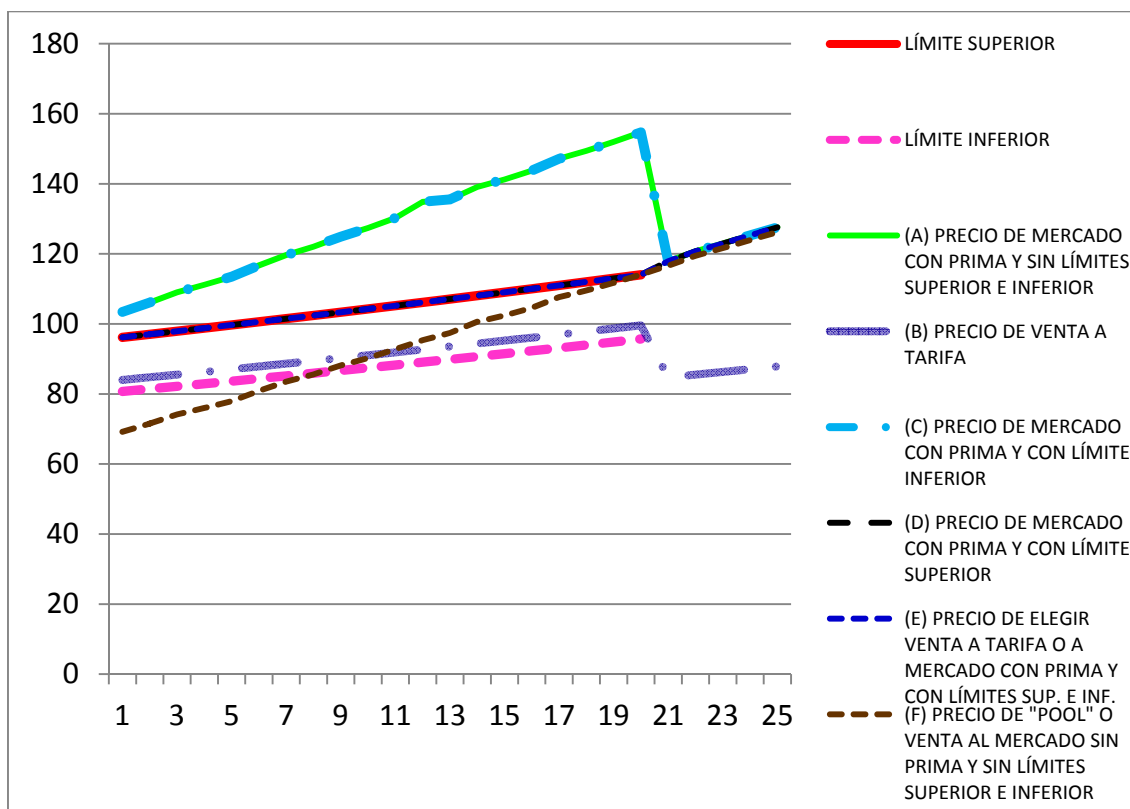
Por su parte, en la opción de venta a precio de tarifa (Sistema *Feed-in Tariff*), el precio está formado por:

- a. Precio de tarifa: según R.D. 661/2007.
- b. Complemento de energía reactiva. Es un porcentaje (4%) sobre la cantidad de 78,441 €/MWh.
- c. Coste medio de la penalización por desvíos de producción: 1,80 €/MWh
- d. Tasas del agente vendedor.

Nuevamente, el precio final se obtiene como: **a+b-c-d**

Se puede observar la evolución de los diferentes precios a lo largo de la vida del proyecto en la Figura 27, donde el eje de ordenadas refleja el precio por MWh, expresado en euros, y en el de abscisas se representan todos los años de vida del proyecto.

FIGURA 27: Evolución simulada de los diferentes escenarios de precio para energía eólica terrestre en España



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 27 se puede observar cómo los mayores precios corresponden a los precios de mercado con primas y sin límites (línea de color verde). Se

puede observar el fuerte descenso que sufren en el año 21 como consecuencia de la supresión de las primas, de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 661/2007. De esta manera, queda reflejado el efecto que tiene el límite superior (línea de color rojo) sobre los precios de mercado con primas, impidiendo su crecimiento durante todos los años en los que están vigentes.

También se puede apreciar en la Figura 27, que el límite inferior no tiene ningún efecto en los precios de mercado con primas, puesto que estos están siempre por encima durante toda la vida del proyecto.

En relación a los precios de mercado sin primas, es decir, los precios del “pool” (línea de color marrón), se puede observar que comienzan en el año 1 por debajo del límite inferior, igualando a éste aproximadamente en el año 8. Posteriormente, los precios siguen creciendo de manera que en el año 20 igualan ya al límite superior.

3.1.3.2. Índice de precios al consumo armonizado (IPCA)

Se va a suponer que el proceso de evolución del índice de precios al consumo armonizado (IPCA), se corresponde con un proceso estocástico continuo de reversión a la media con tendencia y con saltos. La metodología empleada es la que se ha descrito anteriormente en el Capítulo 2.

A continuación en la Tabla 24, mostramos los valores históricos del IPCA en España.

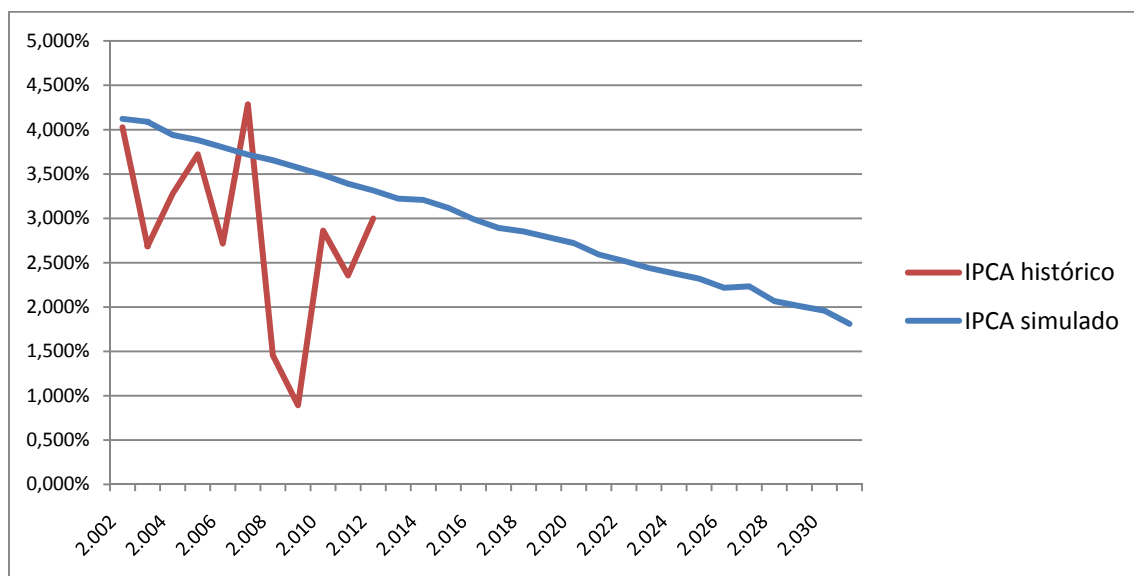
TABLA 24: Valores históricos del IPCA en España

AÑO	IPCA medio anual (%)	AÑO	IPCA medio anual (%)
2001	2,507	2007	4,286%
2002	4,027	2008	1,455%
2003	2,685	2009	0,893%
2004	3,277	2010	2,861%
2005	3,722	2011	2,356%
2006	2,716	2012	2,998%

Fuente: <http://es.global-rates.com>

En la Figura 28 podemos observar en línea de trazo discontinuo, la evolución simulada del valor medio del IPCA, a lo largo de la vida útil del proyecto, una vez realizadas 5.000 simulaciones. En línea de trazo continuo observamos la evolución de los valores medios del IPCA históricos.

FIGURA 28: Evolución del IPCA en España



Fuente: Elaboración propia

En nuestro modelo de simulación, hemos limitado el nivel del cambio entre dos años consecutivos del IPCA para que se produzca un salto de Poisson. Este valor se ha establecido en un 1,18%. Para ello, hemos utilizado el valor medio de los valores absolutos de las diferencias de los IPCA entre dos años consecutivos durante el estudio (1,18%). Por lo tanto, hemos impuesto la restricción de que por encima de 1,18%, el IPCA exhibe un salto de Poisson.

3.1.3.3. Cantidad de energía eléctrica producida por las plantas eólicas

3.1.3.3.1. Proyecto eólico terrestre

Para la obtención de la cantidad de energía eléctrica producida por la planta eólica terrestre en España, se va a utilizar la misma metodología ya aplicada anteriormente para el caso francés.

Se van a suponer unas frecuencias del viento para cada rango de velocidades, y para cada uno de los doce meses del año. Estas mediciones de viento, aún

siendo ficticias, son igualmente válidas para la realización del trabajo que nos ocupa.

TABLA 25: Frecuencias de viento en el emplazamiento del parque eólico terrestre en España

VELOCIDAD (NUDOS)	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	2,1	1,5	0,6	2,2	3,1	1,8	3,2	2,0	2,2	2,0	1,2	1,1
0 A 5	2,9	3,5	1,8	2,1	5,0	3,7	4,3	6,1	9,9	2,3	2,3	1,6
6 A 10	2,1	3,0	3,9	2,6	8,5	12,9	18,8	21,4	18,2	5,1	4,5	3,5
11 A 15	62,1	64,5	42,8	48,8	44,7	48,2	44,6	41,5	39,7	35,0	38,2	38,1
16 A 20	16,4	17,5	35,6	36,4	37,4	32,4	29,0	28,4	29,6	41,9	32,9	31,1
21 A 25	8,5	7,0	14,0	5,6	1,2	0,6	0,1	0,3	0,2	12,6	12,5	22,1
26 A 30	5,5	1,2	1,2	2,3	0,1	0,4	0,0	0,2	0,1	0,7	8,1	2,3
31 A 35	0,4	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,3	0,2

Nota: Las cifras indican la frecuencia relativa dentro de cada mes del número de horas con viento en cada categoría (suma de cada mes = 100)

Fuente: Elaboración propia

Se ha considerado como intervalo temporal un día, para la producción de electricidad y además, se hecho la hipótesis de que para cada día de un mes, la distribución de frecuencias de velocidad es idéntica.

Sumando la producción de cada día, se obtiene la producción mensual y sumando la producción de todos los meses del año, se obtiene la producción anual.

Finalmente, como el parque está integrado por 9 aerogeneradores, la producción total anual del parque se obtiene multiplicando por nueve la producción obtenida para un único generador.

La producción anual de electricidad del parque obtenida mediante la aplicación del método de Montecarlo tiene un valor medio anual de 32.173 MWh/año. Para los 25 años de vida del proyecto, la producción de electricidad es 804.259 MWh.

3.1.3.3.2. Proyecto eólico marino

Se repite el mismo proceso explicado anteriormente, pero en este caso se parte de unos datos de frecuencias de velocidades de viento superiores a las del proyecto eólico terrestre.

A partir de estas mediciones de viento se va a obtener la producción de electricidad. Al igual que en el parque eólico terrestre, para el parque marino también se han supuesto unas mediciones de viento ficticias.

Se suponen unas frecuencias del viento para cada rango de velocidades, y para cada uno de los doce meses del año.

TABLA 26: Frecuencias de viento en el emplazamiento del parque eólico marino en España

VELOCIDAD (NUDOS)	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	2,1	1,5	0,6	2,2	3,1	1,8	3,2	2,0	2,2	2,0	1,2	1,1
0 A 5	2,9	3,5	1,8	2,1	5,0	3,7	4,3	6,1	9,9	2,3	2,3	1,6
6 A 10	2,1	3,0	3,9	2,6	8,5	12,9	18,8	6,4	3,2	5,1	4,5	3,5
11 A 15	22,1	24,5	2,8	18,8	14,7	18,2	24,6	41,5	39,7	15,0	18,2	18,1
16 A 20	16,4	17,5	35,6	36,4	37,4	32,4	29,0	43,4	44,6	41,9	32,9	31,1
21 A 25	48,5	47,0	54,0	35,6	31,2	30,6	20,1	0,3	0,2	32,6	32,5	42,1
26 A 30	5,5	1,2	1,2	2,3	0,1	0,4	0,0	0,2	0,1	0,7	8,1	2,3
31 A 35	0,4	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,3	0,2

Nota: Las cifras indican la frecuencia relativa dentro de cada mes del número de horas con viento en cada categoría (suma de cada mes = 100)

Fuente: Elaboración propia

Una vez que tenemos las frecuencias de viento, repetimos el mismo proceso que se ha indicado en el apartado anterior para el caso del parque eólico terrestre.

Se ha considerado como intervalo temporal un día, para la producción de electricidad y además, se hecho la hipótesis de que para cada día de un mes, la distribución de frecuencias de velocidad es idéntica.

Sumando la producción de cada día, se obtiene la producción mensual y sumando la producción de todos los meses del año, se obtiene la producción anual de un aerogenerador, y multiplicando dicho valor por 3 calculamos la producción total del parque (integrado por tres aerogeneradores).

El valor medio que se ha obtenido, realizando 5.000 iteraciones mediante el método de Montecarlo para esta producción, es de 41.103 MWh anuales. Como la vida del proyecto es de 25 años, la producción total que va a tener el parque en estos 25 años será de 1.027.580 MWh.

3.1.4. Las opciones reales contenidas en el RD 661/2007

3.1.4.1. Identificación de las opciones reales en los proyectos eólicos terrestres

El régimen retributivo del R.D. 661/2007 incluye opciones reales regulatorias. La existencia de las opciones reales que define la regulación viene dada por los siguientes motivos:

- El Real Decreto fija la posibilidad de que el promotor venda su producción de electricidad a precios de tarifa regulada (sistema *Feed-in Tariff*) o a precios de mercado más una prima (sistema *Feed-in Premium*).
- Asimismo para el sistema *Feed-in Premium*, fija unos límites superior e inferior al precio de venta de la electricidad.

Es decir, existen las siguientes tres opciones reales regulatorias:

- **OPCIÓN DE VENTA Nº1:** La opción de elegir entre el régimen de tarifa o el régimen de mercado mayorista “pool” más prima y sin la aplicación de los

límites. Es la más evidente por estar indicada explícitamente en el Real Decreto. Esta opción se repite año tras año durante toda la vida del proyecto. Ésta puede ser tratada como una opción de venta “Put” europea en poder del promotor. Se trata de una opción europea porque solamente se puede dar una vez al año en el momento en que el promotor toma la decisión de vender, a comienzo de cada año, a precios de tarifa o a precios de mercado más la prima. Suponemos que la venta a precios de tarifa supone la modalidad de venta sin flexibilidad.

Se puede calcular el valor de esta opción con la siguiente expresión:

$$\text{- OPCIÓN DE VENTA N°1} = \text{MAX} [\text{VAN}_{(A)} - \text{VAN}_{(B)} ; 0] \quad (52)$$

siendo:

- $\text{VAN}_{(A)}$: este valor se calcula aplicando la opción de elegir entre la venta a tarifa regulada (Feed-in Tariff) y la venta a precio de mercado mayorista “pool” más prima (sistema Feed-in Premium) y sin la aplicación de los límites superior e inferior. El criterio que se ha seguido es suponer que el promotor elige para cada año el mayor valor de los dos. Se considera el valor medio de los miles de VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo. Se utiliza como tasa de descuento la tasa libre de riesgo.
 - $\text{VAN}_{(B)}$: este valor se calcula aplicando el escenario de Feed-in Tariff, es decir, tarifa inicial durante los primeros 20 años y en adelante la tarifa reducida. Se considera el valor medio de los miles de VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo. Se utiliza como tasa de descuento la tasa libre de riesgo.
- **OPCIÓN DE VENTA N°2:** Una garantía de precio mínimo que es el límite inferior al valor de la suma del precio de mercado más la prima. La opción consiste en que el promotor tiene el derecho, pero no la obligación, de recibir por parte de la Administración un precio mínimo que es el límite inferior. Este límite puede ser tratado como una opción de venta “Put” europea en poder del promotor. Más concretamente, se trata de una sucesión de opciones de venta que se repiten cada vez que el promotor

tiene que decidir vender la electricidad en la modalidad de régimen de mercado más la prima. Se trata de una opción europea porque el promotor la puede tomar únicamente en el momento de vender la electricidad a precios de mercado más la prima. Esta opción tendrá un valor positivo para el promotor, o como mínimo igual a cero, es decir, que aporta valor al proyecto.

Se puede calcular el valor de esta opción con la siguiente expresión:

$$\text{- OPCIÓN DE VENTA N°2} = \text{MAX} [\text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(A)} ; 0] \quad (53)$$

Siendo

- $\text{VAN}_{(A)}$: definido anteriormente.
 - $\text{VAN}_{(C)}$: este valor se calcula aplicando la opción consistente en elegir entre el sistema Feed-in Tariff y la venta a precios de mercado más la prima (Feed-in Premium) con límite inferior a la suma de precio de mercado más la prima. El criterio que se ha seguido es suponer que el promotor elige para cada año el mayor valor de los dos. Se considera el valor medio de los miles de VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo. Se utiliza como tasa de descuento la tasa libre de riesgo.
- **OPCIÓN DE COMPRA:** Un tope máximo al precio que es el límite superior. Este límite puede tratarse como una opción de compra “Call” europea en poder de la Administración. La opción consiste en que la Administración tiene el derecho pero no la obligación de abonar al promotor un precio tope que es el límite superior. Más concretamente, se trata de una sucesión de opciones de compra que se repiten cada vez que la Administración tiene que decidir abonar al promotor la electricidad que éste ha producido en la modalidad de régimen de mercado más la prima. Se trata de una opción europea porque la Administración la puede tomar únicamente en el momento de abonar la electricidad en la modalidad de precios de mercado más la prima.

Esta opción protege a la Administración ante subidas por encima del límite superior de la suma del precio de “pool” más la prima. Esta opción, al estar en posesión de la Administración, no sólo no añade valor al proyecto desde el punto de vista privado, sino que le resta.

Se puede calcular el valor de esta opción con la siguiente expresión:

$$\text{OPCIÓN DE COMPRA} = \text{MAX} [\text{VAN}_{(A)} - \text{VAN}_{(D)} ; 0] \quad (54)$$

siendo:

- $\text{VAN}_{(A)}$: definido anteriormente .
- $\text{VAN}_{(D)}$: este valor se calcula aplicando la opción consistente en elegir entre sistema Feed-in Tariff y venta a precios de mercado más la prima (Feed-in Premium) con límite superior a la suma del precio de mercado más la prima. El criterio que se ha seguido es suponer que el promotor elige para cada año el mayor valor de los dos. Se considera el valor medio de los miles de VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo. Se utiliza como tasa de descuento la tasa libre de riesgo.

El valor del proyecto desde el enfoque del promotor, se obtendrá incorporando los valores de las opciones que están en su poder al VAN sin flexibilidad. A este VAN se le llamará $\text{VAN}_{\text{AMPLIADO}}$.

Así pues, el $\text{VAN}_{\text{AMPLIADO}}$ del proyecto estudiado es:

$$\begin{aligned} \bullet \quad \text{VAN}_{\text{AMPLIADO}} = & \text{VAN}_{\text{sin flexibilidad}} + \text{Valor Opción de Venta nº1} \\ & + \text{Valor Opción de Venta nº2} - \text{Valor Opción de} \\ & \text{Compra} \end{aligned} \quad (55)$$

El valor del VAN sin flexibilidad se obtiene para el escenario de precios en el que el promotor aplica únicamente el precio de venta a tarifa o *Feed-in Tariff*, en el que la tasa de descuento utilizada, es el coste ponderado del capital o WACC del proyecto (5,9%).

Por otra parte, existe una subvención por parte de la Administración a favor del promotor. Los límites a las primas lo que hacen es moderar el valor de esta subvención. El valor de las ayudas públicas otorgadas por la Administración se puede calcular por diferencia del VAN en el escenario de poder elegir entre venta a tarifa (Feed-in Tariff) o venta a mercado más primas (Feed-in Premium) y con límites superior e inferior, menos el VAN obtenido aplicando los precios de mercado mayorista (precio de “pool”) sin primas ni límites, descontando en ambos casos los flujos de caja a la tasa de descuento definida por el WACC del proyecto, como se indica en la ecuación (126).

$$\bullet \quad \text{Ayudas Públicas} = \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(E)} - \text{VAN}_{(F)}] \quad (56)$$

donde:

- $\text{VAN}_{(E)}$: valor obtenido aplicando la opción consistente en elegir entre precio de tarifa (sistema Feed-in Tariff) y precios de mercado más primas (Feed-in Premium) con límites superior e inferior. El criterio que se ha seguido es suponer que el promotor elige para cada año el mayor valor de los dos. Se considera el valor medio de los miles de VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo. Se utiliza como tasa de descuento la WACC del proyecto.
- $\text{VAN}_{(F)}$: valor obtenido aplicando precio de “pool”. Este precio se compone de la suma del precio del “pool”, más el complemento de energía reactiva y menos la tasa del agente vendedor. A este precio no se le aplican límites superior e inferior. Se considera el valor medio de los miles de VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo. Se utiliza como tasa de descuento la WACC del proyecto.

3.1.4.2. Identificación de las opciones reales en los proyectos eólicos marinos

El régimen retributivo del R.D. 661/2007 incluía una opción real regulatoria para los proyectos eólicos marinos. La existencia de la opción real en el R.D. 661/2007 viene dada porque impone al sistema Feed-in Premium, un límite superior al precio de venta de la electricidad producida. La opción consiste en

que la Administración tiene el derecho de abonar al promotor un precio máximo o tope que es el límite superior. Esta opción protege a la Administración ante subidas de la suma del precio de la electricidad en el mercado mayorista más la prima, por encima del valor del límite superior. Esta opción, al estar en posesión de la Administración, resta valor al proyecto desde el punto de vista privado.

Es decir, existe una opción real regulatoria basada en el tope máximo al precio que es el límite superior. Este límite puede tratarse como una opción de compra "Call" europea en poder de la Administración. Más concretamente, se trata de una sucesión de opciones de compra que se repiten cada vez que la Administración tiene que decidir abonar al promotor la electricidad que éste ha producido en la modalidad de régimen de mercado más la prima. Se trata de una opción europea porque la Administración la puede tomar únicamente en el momento de abonar la electricidad.

Se puede calcular el valor de esta opción con la siguiente expresión:

$$\bullet \text{ OPCIÓN DE COMPRA} = \text{MAX} [\text{VAN}_{(G)} - \text{VAN}_{(H)}; 0] \quad (57)$$

donde:

- $\text{VAN}_{(G)}$ = valor obtenido en el escenario de venta a *Feed-in Premium* (precio de "pool" más la prima), pero sin aplicar el límite superior. Se considera el valor medio de los miles de VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo. Se utiliza como tasa de descuento la tasa libre de riesgo.
- $\text{VAN}_{(H)}$: valor obtenido aplicando precio de *Feed-in Premium* (precio de "pool" más la prima), pero aplicando el límite superior. Se considera el valor medio de los miles de VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo. Se utiliza como tasa de descuento la tasa libre de riesgo.

El valor del VAN sin flexibilidad se puede considerar para el escenario de precios en el que el promotor aplica el precio de venta a mercado más la prima

(sistema *Feed-in Premium*) y con límite superior, en el que la tasa de descuento utilizada, es el coste ponderado del capital o WACC del proyecto, que es 9,8% (Kost et al, 2013).

El Valor del proyecto desde el enfoque del promotor, se obtendrá restando al VAN sin flexibilidad, el valor de la opción que está en poder de la Administración. A este VAN se le llamará VAN_{AMPLIADO}.

Por tanto, el VAN_{AMPLIADO} del proyecto estudiado se calcula como:

$$\bullet \quad \text{VAN}_{\text{AMPLIADO}} = \text{VAN}_{\text{sin flexibilidad}} - \text{Valor Opción CALL} \quad (58)$$

Por otra parte, existe una subvención por parte de la Administración a favor del promotor. El límite superior a la suma del precio de mercado más la prima lo que hace es moderar el valor de esta subvención. El valor de la ayuda pública otorgada por la Administración, la podemos calcular por diferencia del VAN en el escenario de venta a mercado más la prima (*Feed-in Premium*), y con límite superior, menos el VAN obtenido aplicando los precios de mercado "pool", descontando en ambos casos los flujos de caja al WACC del proyecto, es decir:

$$\bullet \quad \text{Ayudas Públicas} = \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(H)} - \text{VAN}_{(F)}] \quad (59)$$

donde:

- VAN_(H): definido anteriormente
- VAN_(F): definido anteriormente en aptdo. 3.1.4.1.

3.1.5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE PROYECTOS EÓLICOS EN ESPAÑA

3.1.5.1. Valoración del parque eólico terrestre

Para calcular los valores de los VAN que componen cada una de las opciones en cada escenario de precios, aplicamos el método de Montecarlo, y realizamos más de 5.000 simulaciones de cada uno de los VAN. El valor que

buscamos es el valor medio de esos miles de valores. En estas simulaciones, cambian aleatoriamente los valores de las incertidumbres estudiadas. Para cada combinación de valores, obtenemos un valor del VAN.

La tasa de descuento empleada para calcular estos VAN que utilizaremos para el cálculo de las opciones, ha sido el tipo de interés libre de riesgo (r_f), que es el 4,13%.

Para el cálculo de la volatilidad del proyecto, hemos aplicado una tasa de descuento, el WACC del proyecto, que es el 5,9%.

Hemos supuesto que la tasa de crecimiento de los gastos de explotación coincide con la de tarifas, primas y límites superior e inferior, la cual según el RD 661/2007 es:

- Hasta 31/12/2012: IPC – 0.25 puntos básicos
- A partir de entonces: IPC – 0.5 puntos básicos

El IPC es una de las incertidumbres que hemos simulado anteriormente para toda la vida útil del proyecto.

Los resultados obtenidos para los valores medios y desviaciones típicas de los VAN, obtenidos con diferentes precios y tasa de descuento libre de riesgo, los podemos ver en la Tabla 27.

TABLA 27: Valores medios del VAN del proyecto eólico terrestre con diferentes precios y tasa de descuento r_f

VAN SEGÚN ESCENARIO PRECIO VENTA	VAN (millones de euros)
(A) Precio según la opción de elegir entre Feed-in Tariff y Feed-in Premium sin límites superior e inferior	15,000
(B) Precio de Feed-in Tariff	7,305
(C) Precio según la opción de elegir entre Feed-in Tariff y venta a Feed-in Premium con límite inferior	15,009
(D) Precio según la opción de elegir entre Feed-in Tariff y Feed-in Premium con límite superior	11,936

Fuente: Elaboración propia

Así pues, el valor de las opciones es el siguiente:

- OPCIÓN DE VENTA N°1 =

$$\text{MAX} [\text{VAN}_{(A)} - \text{VAN}_{(B)} ; 0] = \text{MAX} [15,000 - 7,305 ; 0] = 7,695$$
 millones de euros. **(60)**

Esta opción está en poder del promotor.

- OPCIÓN DE VENTA N°2 =

$$\text{MAX} [\text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(A)} ; 0] = \text{MÁX} [0 ; 15,009 - 15,000] = 0,009$$
 millones de euros **(61)**

Esta opción está en poder del promotor.

- OPCIÓN DE COMPRA =

$$\text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(A)} - \text{VAN}_{(D)}] = \text{MÁX} [0 ; 15,000 - 11,926] = 3,074$$
 millones de euros **(62)**

El Valor del Proyecto se obtendrá incorporando los valores de las dos opciones PUT y restando el valor de la opción CALL al VAN sin flexibilidad. A este VAN se le llamará $\text{VAN}_{\text{AMPLIADO}}$. Así pues, el $\text{VAN}_{\text{AMPLIADO}}$ del proyecto estudiado es:

- $$\text{VAN}_{\text{AMPLIADO}} = \text{VAN}_{\text{sin flexibilidad}} + \text{Valor Opción de Venta n°1} +$$

$$\text{Valor Opción de Venta n°2} - \text{Valor Opción de Compra}$$
(63)

Por otra parte, el valor de la ayuda pública otorgada por la Administración, la calculamos diferencia del VAN en el escenario de precio resultante de elegir entre venta a tarifa y venta a mercado más primas con límites menos el VAN con precios de mercado sin primas ni límites, (descontando los flujos de caja a la WACC del proyecto).

Esta ayuda no puede ser negativa para el promotor, por tanto se define como:

$$\bullet \text{ Ayudas Públicas} = \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(E)} - \text{VAN}_{(F)}] \quad (64)$$

Los resultados obtenidos para los valores medios y desviaciones típicas del los VAN, obtenidos con los escenarios de precios anteriores y descontados los flujos de caja al WACC del proyecto, los podemos ver en la Tabla 28.

TABLA 28: Valores medios del VAN del proyecto eólico terrestre con diferentes precios y tasa de descuento WACC

VAN SEGÚN ESCENARIO PRECIO VENTA	VAN (millones de euros)
(B) Precio de Feed-in Tariff	3,441
(E) Precio resultado de elegir Feed-in Tariff o Feed-in Premium con límites superior e inferior	7,058
(F) Precios de “pool” (mercado sin primas y sin límites)	1,614

Fuente: Elaboración propia

El valor del VAN sin flexibilidad es el VAN a precios de tarifa descontando los flujos de caja al WACC del proyecto:

$$\bullet \text{ VAN}_{\text{sin flexibilidad}} = \text{VAN}_{(B)} = 3,441 \text{ millones de euros} \quad (65)$$

El VAN ampliado del proyecto es, teniendo en cuenta el valor de las opciones calculado anteriormente:

$$\bullet \text{ VAN}_{\text{AMPLIADO}} = 3,441 \text{ M€} + 7,695 \text{ M€} + 0,009 \text{ M€} - 3,074 \text{ M€} = 8,066 \text{ M€} \quad (66)$$

El valor de las ayudas públicas es el siguiente:

$$\bullet \text{ Ayudas Públicas} = \text{VAN}_{(E)} - \text{VAN}_{(F)} = 7,058 - 1,614 = 5,444 \text{ millones euros} \quad (67)$$

El valor de estas ayudas, también puede ser expresado en euros por cada megavatio hora producido a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto. Si

tenemos en cuenta que la producción acumulada del parque en sus 25 años de vida útil es de 805.272 MWh, las ayudas públicas ascienden a 6,76 €/MWh

3.1.5.2. Análisis de sensibilidad del proyecto eólico terrestre

En este apartado, se va a realizar un análisis de sensibilidad. Para ello se efectuarán cambios en algunas variables del proyecto. En esta ocasión vamos a ver qué pasa con los resultados del proyecto cuando modificamos los valores en el precio de la electricidad del mercado mayorista, en la tarifa regulada, y en los límites superior e inferior.

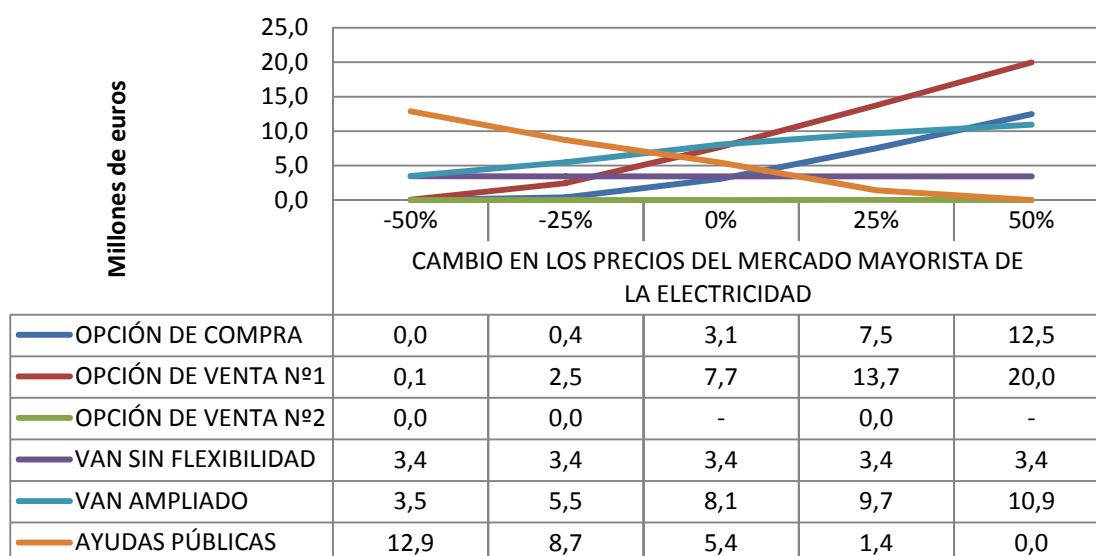
Los cambios que se van a realizar para cada incertidumbre, consisten en incrementar y reducir un 25% y un 50% su valor respecto al escenario base que se ha considerado en el proyecto.

Igual que en los análisis de sensibilidad realizados anteriormente, el procedimiento consiste en que cuando se cambia el valor de una variable, las otras permanecen sin cambios, y se repite la simulación de Montecarlo y se obtienen nuevamente los resultados de miles de iteraciones.

El objetivo es determinar el efecto de estos cambios en el valor de las opciones, el valor del proyecto y en el valor de las ayudas públicas.

La Figura 29 muestra el resultado obtenido debido a cambios en el precio de la electricidad del mercado mayorista.

FIGURA 29: Valores medios del proyecto eólico terrestre en España ante cambios del precio del mercado mayorista



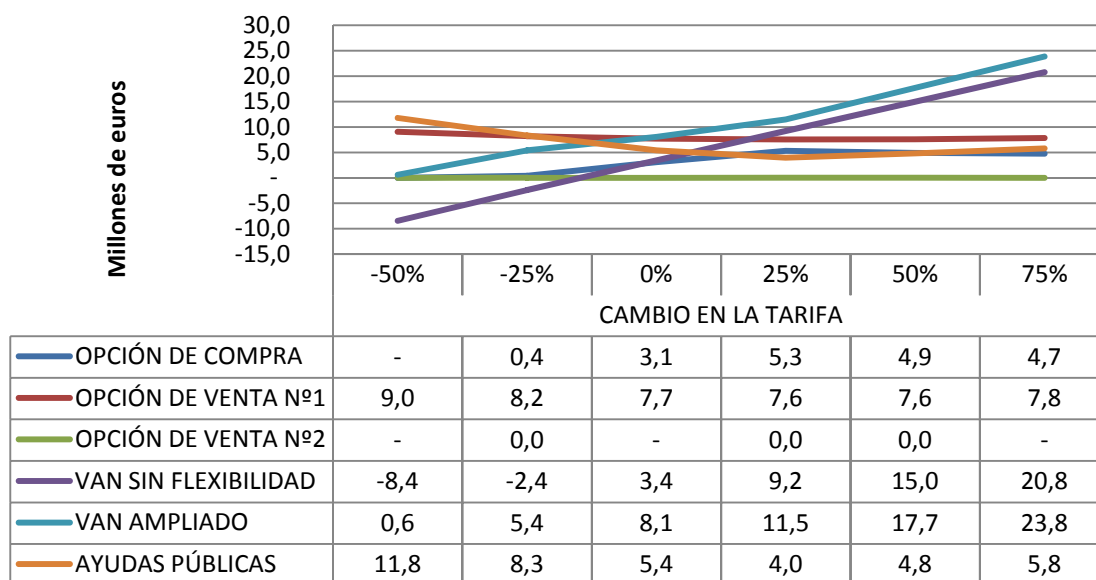
Fuente: Elaboración propia

Se observa en la Figura 29 que cuando aumentan los precios de la electricidad del mercado mayorista, también lo hacen los valores de la opción de compra, de la opción de venta nº1 y del VAN ampliado. También se observa que la opción de venta nº2 tiene un valor nulo cuando se modifican los precios de la electricidad.

Por su parte, las ayudas públicas van reduciendo su valor a medida que aumentan los precios de la electricidad, teniendo un valor nulo para incrementos a partir del 50%.

La Figura 30 muestra el resultado obtenido debido a cambios en la tarifa, reduciéndola hasta un 50% y aumentándola hasta la misma cuantía:

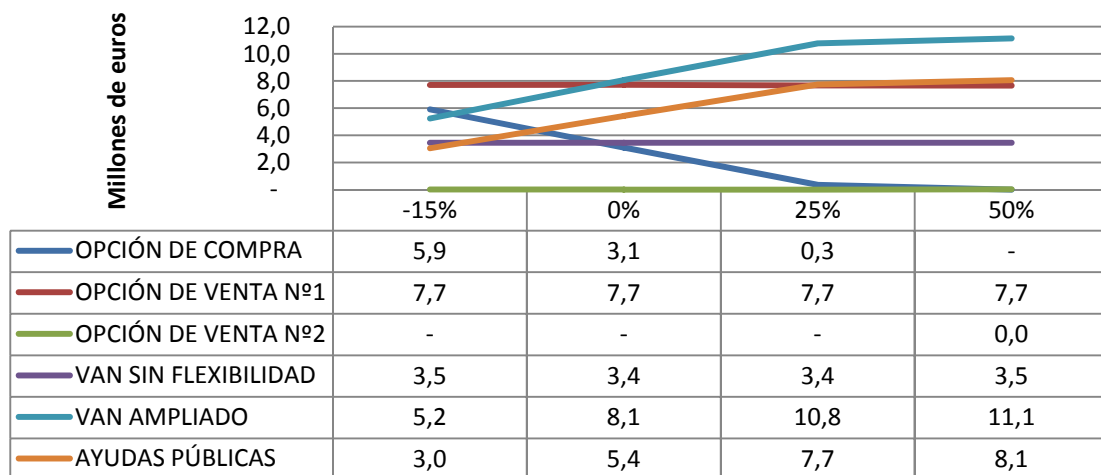
FIGURA 30: Valores medios del proyecto eólico terrestre en España ante cambios en la tarifa



Fuente: Elaboración propia

Se observa en la Figura 30 que, a medida que se incrementa el valor de la tarifa, también se incrementan los valores del VAN sin flexibilidad y del VAN ampliado. Por su parte, las ayudas públicas van disminuyendo hasta incrementos del 25%. Para incrementos de la tarifa del 50%, vuelven a subir las ayudas públicas. La opción de compra aumenta su valor cuando sube la tarifa, pero para aumentos de la tarifa por encima del 50%, vuelve a descender.

La Figura 31 muestra el resultado obtenido debido a cambios en el límite superior.

FIGURA 31: Valores medios del proyecto eólico terrestre en España ante cambios del límite superior

Fuente: Elaboración propia

En la 31 se observa que si reducimos el límite superior, la opción de compra se incrementa, y si lo aumentamos, la opción de compra se reduce. Para un incremento del límite superior del 25%, la opción de compra vale prácticamente cero (0,3 millones de euros).

Las opciones de venta nº1 y nº2 no varían su valor, por lo que no dependen de los cambios del límite superior.

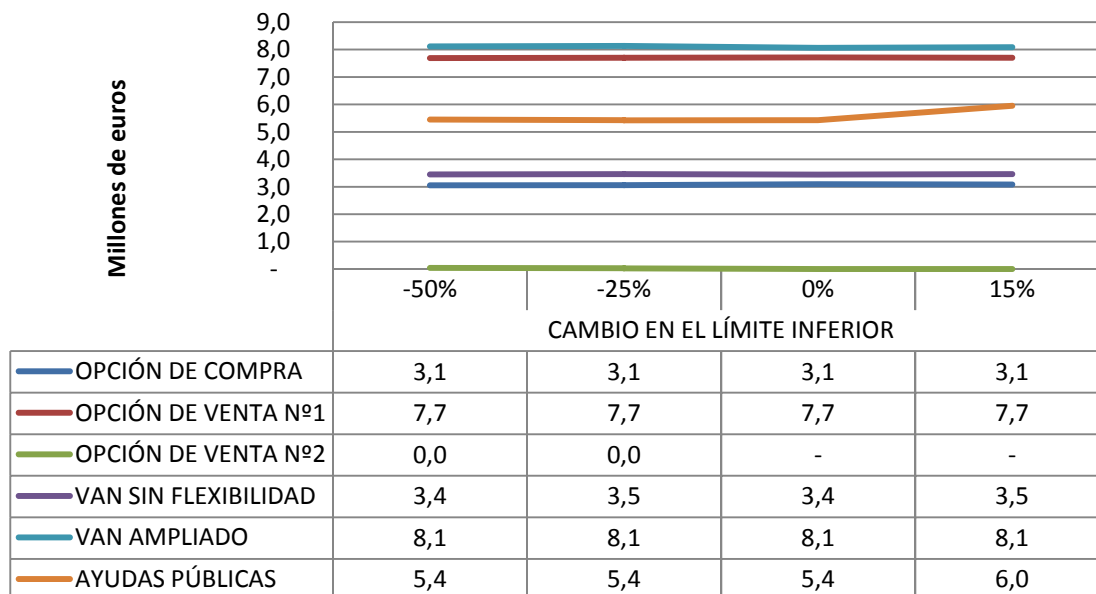
También se observa que el VAN sin flexibilidad no se ven alterado por la posición del límite superior, manteniendo sus valores en unos 3.5 millones de euros

El VAN ampliado va aumentando su valor a medida que aumentamos el límite superior hasta los 11.1 millones de euros, para aumentos del 50% en este límite.

Como era de esperar, el valor de las ayudas públicas aumenta cuando también aumenta el límite superior.

La Figura 32 muestra el resultado obtenido debido a cambios en el límite inferior.

FIGURA 32: Valores medios del proyecto eólico terrestre en España ante cambios del límite inferior



Fuente: Elaboración propia

Se observa que todos los valores permanecen inalterados cuando cambia el límite inferior, a excepción de las ayudas públicas, que se incrementan a medida que sube el límite inferior.

3.1.5.3. Valoración del parque eólico marino

Al igual que en el apartado anterior para el caso del parque eólico terrestre, para calcular los valores de los VAN que componen la opción en cada escenario de precios, aplicamos el método de Montecarlo, y realizamos 5.000 simulaciones de cada uno de los VAN. El valor que buscamos es el valor medio de esos miles de valores.

En estas simulaciones, cambian aleatoriamente los valores de las incertidumbres estudiadas. Para cada combinación de valores, obtenemos un valor del VAN.

La tasa de descuento empleada para calcular estos VAN que utilizaremos para el cálculo de las opciones, ha sido el tipo de interés libre de riesgo (r_f), que es un 4,13% para España.

Para el cálculo de la volatilidad del proyecto, hemos aplicado una tasa de descuento igual al WACC del proyecto, que es un 9,8%.

Hemos supuesto que la tasa de crecimiento de los gastos de explotación coincide con la de tarifas, primas y límites superior e inferior, y según el RD 661/2007, es:

- Hasta 31/12/2012: IPC – 0.25 puntos básicos
- A partir de entonces: IPC – 0.5 puntos básicos

El IPC es una de las incertidumbres que hemos simulado anteriormente para toda la vida útil del proyecto.

Los resultados obtenidos para los valores medios y desviaciones típicas del los VAN, obtenidos con diferentes precios y tasa de descuento libre de riesgo, los podemos ver en la Tabla 29.

TABLA 29: Valores medios del VAN del proyecto eólico marino con diferentes precios y tasa de descuento r_f

VAN SEGÚN ESCENARIO PRECIO VENTA	VAN (millones de euros)
(G) <i>Feed-in Premium</i> (precios de mercado más prima) sin límite superior	12,82
(H) <i>Feed-in Premium</i> (precios de mercado más prima) con límite superior	12,53

Fuente: Elaboración propia

Así pues, el valor de la opción es el siguiente:

- OPCIÓN “CALL” =

$$\text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(G)} - \text{VAN}_{(H)}] = \text{MAX} [0 ; 12,82 - 12,53] = 0,28$$

millones euros
(68)

El valor del proyecto desde el enfoque del promotor, se obtiene restando al VAN sin flexibilidad el valor de la opción CALL. Ya vimos que el VAN sin

flexibilidad viene dado aplicando escenario de precios de mercado más primas y sin límite superior. Así pues, el $VAN_{AMPLIADO}$ del proyecto eólico marino es:

$$\square \quad VAN_{AMPLIADO} = VAN_{\text{sin flexibilidad}} - \text{Opción CALL} \quad (69)$$

El valor de la ayuda pública otorgada por la Administración se calcula por diferencia del VAN en el escenario de *Feed-in Premium* (precio de venta a mercado más prima) y con límite superior, menos el VAN con precios de "pool" (mercado mayorista sin prima y sin límite), descontando los flujos de caja al WACC del proyecto, es decir:

$$\square \quad \text{Ayudas Públicas} = \text{MAX} [0 ; VAN_{(H)} - VAN_{(F)}] \quad (70)$$

Los resultados obtenidos para los valores medios y desviaciones típicas de los VAN, obtenidos con los escenarios de precios anteriores y descontados los flujos de caja al WACC del proyecto, los podemos ver en la Tabla 30.

TABLA 30: Valores medios del VAN del proyecto eólico marino con diferentes precios y tasa de descuento WACC

VAN SEGÚN ESCENARIO PRECIO VENTA	VAN (millones de euros)
(G) <i>Feed-in Premium</i> (precios de mercado más prima) sin límite superior	-11,24
(H) <i>Feed-in Premium</i> (precios de mercado más prima) con límite superior	-11,34
(F) Precios de "pool" (venta a mercado sin prima y sin límite)	- 42,09

Fuente: Elaboración propia

Con los valores anteriores, obtenemos:

$$\square \quad VAN_{\text{sin flexibilidad}} = VAN_{(G)} = -11,24 \text{ millones euros} \quad (71)$$

El VAN ampliado del proyecto es, teniendo en cuenta el valor de la opción CALL calculado anteriormente:

$$\begin{aligned} \blacksquare \quad \text{VAN}_{\text{AMPLIADO}} &= -11,24 \text{ M€} - 0,28 \text{ M€} = -11,52 \text{ M€} \\ &\quad (72) \end{aligned}$$

El valor de las ayudas públicas es el siguiente:

$$\begin{aligned} \blacksquare \quad \text{Ayudas Públicas} &= \text{VAN}_{(H)} - \text{VAN}_{(F)} = -11,34 - (-42,09) = 30,75 \\ &\quad \text{millones euros} \quad (73) \end{aligned}$$

El valor de estas ayudas, también puede ser expresado en euros por cada megavatio hora producido a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto. Si tenemos en cuenta que la producción acumulada del parque en sus 25 años de vida útil es de 1.027.580 MWh, las ayudas públicas ascienden a 29,93 €/MWh

3.1.5.4. Análisis de sensibilidad del proyecto eólico marino

En este apartado, se va a realizar un análisis de sensibilidad. En esta ocasión vamos a ver cómo varían los resultados del proyecto cuando modificamos los valores de la prima regulada y del límite superior.

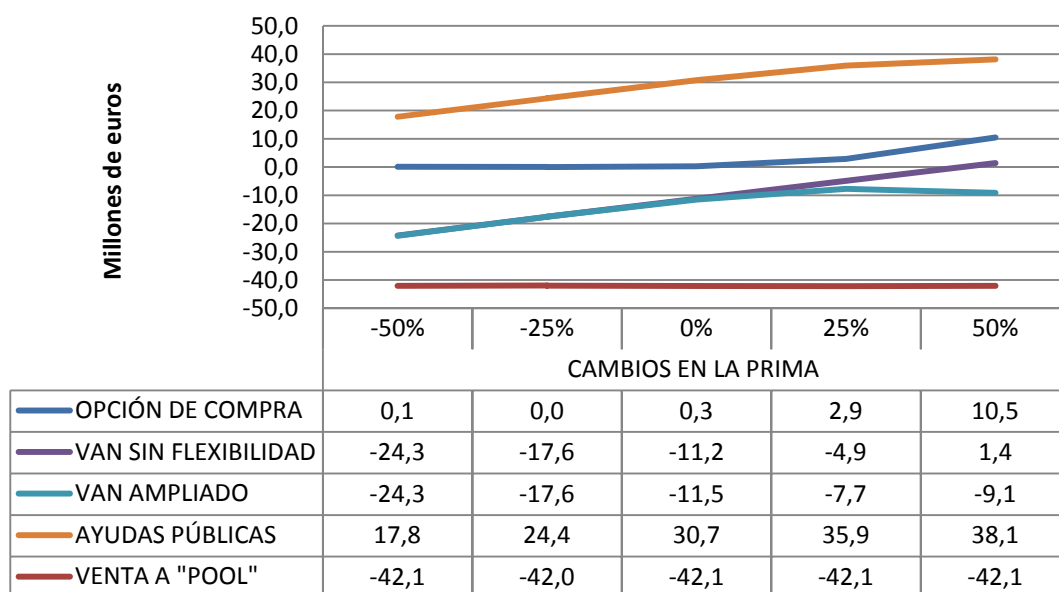
Los cambios que se van a realizar para cada variable, consisten en incrementar y reducir un 25% y un 50% su valor respecto del escenario base que se ha considerado en el proyecto.

Igual que en los análisis de sensibilidad realizados anteriormente, el procedimiento es que cuando se cambia el valor de una variable, las otras permanecen sin cambios, y se repite la simulación de Montecarlo y se obtienen nuevamente los resultados de miles de iteraciones.

El objetivo es determinar el efecto de estos cambios en el valor de las opciones, el valor del proyecto y en el valor de las ayudas públicas.

Las Figuras 33 y 34 muestran el resultado obtenido ante cambios en la prima regulada y ante cambios del límite superior, respectivamente, respecto al escenario base.

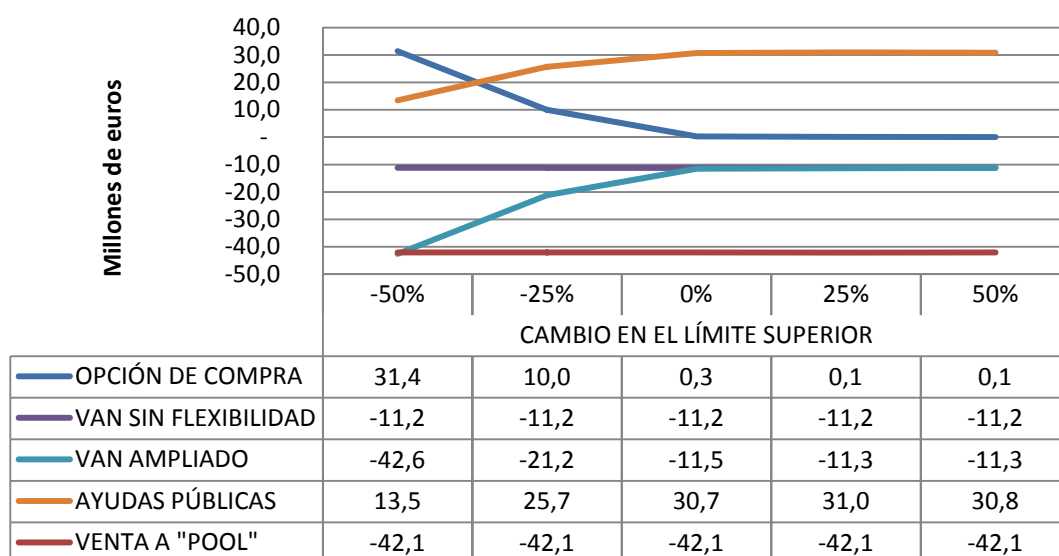
FIGURA 33: Valores medios del proyecto eólico marino en España ante cambios de la prima



Fuente: Elaboración Propia

Se observa en la Figura 33 que, a medida que se incrementa el valor de la prima, también se incrementan los valores de la opción de compra, del VAN sin flexibilidad, del VAN ampliado y de las ayudas públicas. Como era de esperar los valores del VAN con venta a mercado mayorista o “pool” no sufren cambios, manteniendo valores muy negativos.

FIGURA 34: Valores medios del proyecto eólico marino en España ante cambios del límite superior



Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 34 se observa que, si reducimos el límite superior, el valor de la opción de compra apenas se incrementa, y si lo aumentamos, la opción de compra se reduce.

También se observa que el VAN sin flexibilidad no se ve alterado por la posición del límite superior, manteniendo su valor en -11,3 millones euros.

Por su parte, el VAN ampliado sí aumenta su valor cuando se incrementa el límite superior. Para incrementos del límite superior del 50% y superiores, el VAN ampliado es prácticamente igual que el VAN sin flexibilidad, puesto que la opción de compra es casi cero (0,1 M€).

Se observa que cuando aumenta el límite superior, el valor de las ayudas públicas se mantiene prácticamente constante en el entorno de los 31,0 millones de euros. También se observa que si reducimos este límite superior, el valor de las ayudas públicas sí se reduce de manera significativa.

3.2. PROYECTOS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

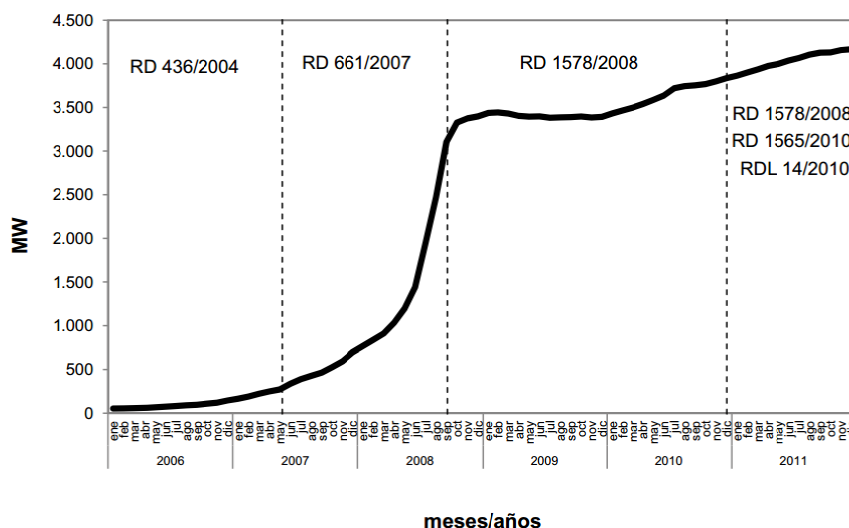
3.2.1. Retribución de la energía fotovoltaica según el marco regulatorio

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, estableció un nuevo marco retributivo a aplicar a las instalaciones de energías renovables, con objeto de alcanzar en 2010 los objetivos recogidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

Este RD 661/2007 eliminaba cualquier incertidumbre con respecto a la retribución de las energía renovables, lo que unido a la caída del sector inmobiliario, atrajo a números inversores e instituciones financieras provocando el llamado “boom fotovoltaico” en el año 2007 y, especialmente el 2008 (González, 2013).

En la Figura 35 se puede ver la evolución experimentada en España por la potencia acumulada instalada de energía solar fotovoltaica bajo diferentes normativas.

FIGURA 35: Evolución de la potencia acumulada instalada en energía solar fotovoltaica en España con diferentes normativas en el período 2006-2011



Fuente: Mir, 2012

El artículo 1 indica que este real decreto tiene por objeto “*el establecimiento de un régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo...*”

El artículo 2 establece el ámbito de aplicación a las instalaciones clasificadas “*en categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos...*”

Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2. instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad...”

Este RD 661/2007 establece en su artículo 24, que para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resultase de aplicación este real decreto, deben elegir, por períodos no inferiores a un año, entre ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, conocido como sistema *Feed-in Tariff*, o vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica al precio horario que resultase en el mercado diario, complementado en su caso, por una prima, conocido como sistema *Feed-in Premium*.

Según el artículo 25 del R.D. la tarifa regulada consiste en una cantidad fija que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

En el artículo 27 se define la prima como una cantidad adicional al precio horario que resulte en el mercado diario y de carácter variable, en función del precio del mercado de referencia. Se fija una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia, debiendo quedar la suma de ambos comprendida entre los límites superior e inferior.

El artículo 29 establece un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, que se determina en función del factor de potencia con el que se entrega la energía, y que se aplica sobre la base de un valor prefijado en 7,8441 c€/kWh, que es revisado anualmente. Este porcentaje se establece en el anexo V del Real Decreto, y para nuestro caso de estudio de un parque fotovoltaico se ha considerado un 4%.

Las tarifas, primas y límites superior e inferior, quedan fijados en el artículo 36 del R.D. 661/2007. Para el caso particular del subgrupo b.1.1., tecnología fotovoltaica, estos valores se reflejan en la Tabla 31.

El Artículo 44 establece que los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado definidos en la normativa, para la categoría *b*, se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC menos un valor establecido en el RD 661/2007. La disposición adicional primera del RD indica que el valor de referencia establecido para la detracción del IPC para las actualizaciones de algunos valores establecidos será de veinticinco puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012 y de cincuenta puntos básicos a partir de entonces.

TABLA 31: Valores de tarifas, primas y límites superior e inferior para energía fotovoltaica

Grupo	Sub-grupo	Poten- cia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite superior c€/kWh	Límite inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	100kW < P ≤ 10 MW	Primeros 25 años	41.75			
			A partir de entonces	33.40			

Fuente: Real Decreto 661/2007

La disposición transitoria sexta establece que las instalaciones que hayan elegido la opción *a* del artículo 24.1 del RD, es decir, venta a tarifa, deberán vender su energía en el sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado mediante la realización de ofertas, a través de un representante en

nombre propio, a precio cero. A estos efectos el distribuidor al que esté cediendo su energía actuará como representante. La empresa distribuidora percibirá, desde el 1 de julio de 2008, del generador en régimen especial que haya elegido esta alternativa, cuando actúe como su representante, un precio de 0,05 c€/kWh en concepto de representación en el mercado.

Posteriormente se aprueba el Real Decreto Ley 1578/2008, de 27 de septiembre, que establece un procedimiento de preasignación y unos cupos anuales de 500 MW para instalaciones fotovoltaicas así como una modificación a la baja del régimen económico de este tipo de instalaciones, con el objetivo de *“evitar que una retribución excesiva pueda repercutir de manera significativa en los costes del sistema eléctrico y desincentivar la apuesta por la investigación y el desarrollo”* (González, 2013).

El artículo 1 indica el objeto, que consiste en el establecimiento de un régimen económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica a las que no les sea de aplicación los valores de la tarifa regulada previstos en el artículo 36 del Real Decreto 661/2007.

En el artículo 2 se establece que el ámbito de aplicación del Real Decreto 1578/2008 son las instalaciones del grupo b.1.1 del artículo 2 del RD 661/2007, es decir, instalaciones de tecnología fotovoltaica que obtengan su inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas con posterioridad al 29 de septiembre de 2008.

En el Artículo 3, tipología de las instalaciones, se indica que las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se clasifican en dos tipos:

“a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. ...

b) Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.”

En el artículo 10, referido a la potencia de los proyectos, se establecía que la potencia máxima de los proyectos o instalaciones que sean inscritos en el Registro de pre-asignación de retribución no podrían superar los 10 MW para instalaciones de tipo II.

En el Capítulo III, Régimen económico, en el Artículo 11, se fijan los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que sean inscritas en el registro de preasignación asociadas a la primera convocatoria. Dicha tarifa se refleja en la Tabla 32.

TABLA 32: Valores de tarifa para energía fotovoltaica establecidos en el RD 1578/2008

Tipología	Tarifa Regulada c€/kWh
Tipo II	32,00

Fuente: Real Decreto 1578/2008

Posteriormente fue aprobado el Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procedió a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. De esta forma se pretendía que se pudiese acometer la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable.

En la adopción de dicha medida con carácter de urgencia, el Gobierno optó por limitar su alcance a las instalaciones de régimen especial que no hubiesen obtenido aún la inscripción en el Registro de preasignación de retribución, con excepción de aquellos supuestos en que dicha circunstancia fuese consecuencia del incumplimiento del correspondiente plazo de resolución por la Administración. En similar sentido, en lo que concierne a las instalaciones de régimen ordinario, no sometidas al mecanismo de pre-asignación, se decidió limitar el alcance de la medida en términos que excluyesen su incidencia sobre inversiones ya ejecutadas.

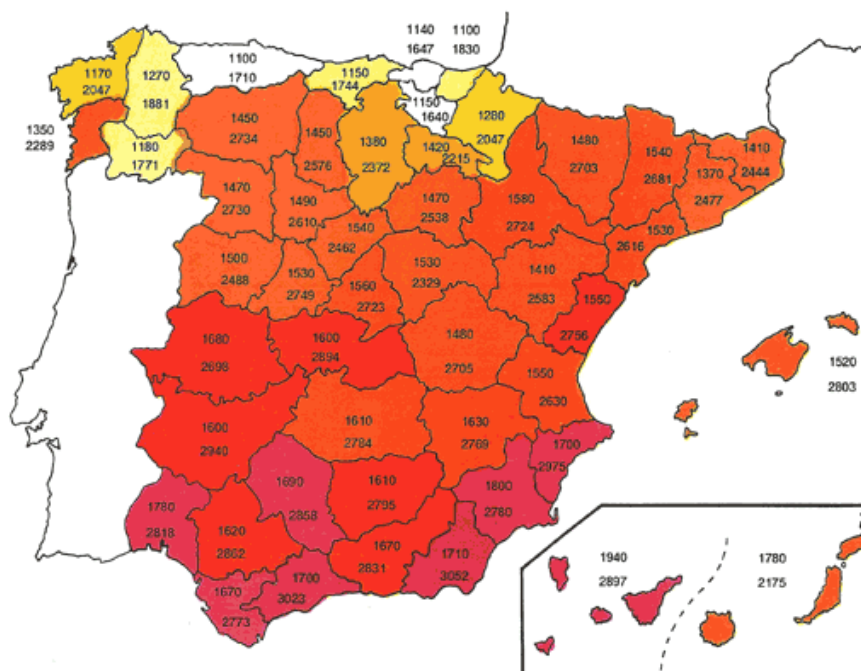
Este Real Decreto Ley mantenía el régimen retributivo fijado en el ordenamiento jurídico para las instalaciones en funcionamiento y para aquellas que hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución.

3.2.2. Características generales del proyecto fotovoltaico en España

El proyecto de inversión consiste en un parque fotovoltaico con una potencia instalada de 10.000 kilovatios pico (kWp). No se trata de ningún proyecto concreto, sino que se trata de un proyecto genérico ubicado en España.

En la Figura 36 se muestra un mapa de España con dos medidas por provincia. La primera medida hace referencia a la energía en KWh que incide en un metro cuadrado de superficie horizontal en un año. La segunda medida hace referencia a las horas de sol en un año.

FIGURA 36: Irradiación solar horizontal en España



Fuente: <http://censolar.es>

En España hay una irradiación global horizontal (GHI por sus siglas en inglés, compuesta por irradiación directa y difusa) en un rango que oscila entre los 1.100 kWh por metro cuadrado y año sobre una superficie horizontal, de la Comunidad Autónoma de Asturias y los 1.800 kWh/m²a de la Región de Murcia

(ver Figura 36). Esto corresponde a una irradiación solar entre 1.250 y 2.070 kWh/m²a sobre un módulo de energía fotovoltaica con un ángulo dispuesto de manera óptima. Después de sustraer las pérdidas dentro de la planta de energía fotovoltaica, esto produce una media anual de electricidad en el rango entre 1.150 y 1.680 kWh por kW pico instalado (Kost et al, 2013).

Vamos a elegir una ubicación para nuestro proyecto con una irradiación solar igual a la irradiación solar que hemos utilizado para analizar el caso de la planta de energía fotovoltaica en Francia. De esta manera vamos a conseguir idénticas producciones de electricidad en los ejemplos de ambos países, de manera que las diferencias que obtengamos en nuestro análisis por opciones reales, del valor de los proyectos y de las ayudas públicas, van a ser debidos exclusivamente a las diferencias en las normativas de ambos países, así como a los respectivos precios de la electricidad.

De este modo elegimos una ubicación con una irradiación global sobre una superficie horizontal (GHI) de 1.450 kWh/m²a, que se correspondería con la irradiación de las provincias de León y Palencia (Figura 36). Si a esta cantidad le aumentamos la irradiación por optimizar la orientación de los paneles fotovoltaicos en relación al sol, obtenemos la cantidad de 1.670 kWh/m²a. Finalmente esta cantidad se corresponde con una producción de 1.380 kWh por kWp (kW pico) instalado, según lo indicado en Kost et al (2013).

Por tanto, la producción anual de electricidad para el primer año de funcionamiento de la planta se obtiene multiplicando la energía de la planta, 10.000 kWp por 1.380 kWh/kWp, con lo que obtenemos la cantidad de 13.800 MWh por año. Según se indica en Kost et al (2013), la producción de electricidad tiene una reducción anual del 0,2% debido a pérdida de eficiencia de los paneles.

Para estimar los costes de inversión una planta fotovoltaica montada en tierra y con una potencia pico instalada mayor de 1.000 kWp, tiene un coste que oscila en el rango de 1.000 a 1.400 Euro/kWp. En este trabajo se va a considerar el valor medio de este rango, es decir, la cantidad de 1.200 €/kWp. Esto significa un coste de inversión de 10.000 kWp por 1.200 €/kWp igual a 12,0 millones de euros en total.

Para el año de inicio de explotación, los costes fijos anuales de operación los fijamos en 35 €/kW, de acuerdo a lo indicado en Kost et al (2013), es decir, la cantidad de 35 €/kWp por 10.000 kWp igual a 350.000 euros al año.

Hemos supuesto que la tasa de crecimiento de los gastos de explotación coincide con la de tarifas, primas y límites superior e inferior, y según lo indicado en el RD 661/2007, es:

- Hasta 31/12/2012: IPC - 25 puntos básicos
- A partir de entonces: IPC - 50 puntos básicos

Establecemos un periodo de un año para la construcción de la planta y un período de vida útil de 25 años de acuerdo a Kost et al (2013). La amortización del inmovilizado se va a realizar durante 25 años. Para poder aplicar los valores iniciales de las tarifas establecidos en el RD 661/2007 y el RD 1578/2008, suponemos que el año de puesta en funcionamiento es 2008.

3.2.3. Análisis de las incertidumbres

Las incertidumbres consideradas en el presente trabajo, son las siguientes:

- 1.- Precio de casación del mercado diario de la electricidad.
- 2.- Índice de precios al consumo

Suponemos que el proceso de evolución del precio de casación del mercado diario de la electricidad y del índice de precios al consumo, se corresponde con un proceso estocástico continuo de reversión a la media con tendencia y con saltos. Este proceso ha sido explicado anteriormente en el Capítulo 2 al describir la metodología del trabajo.

3.2.3.1. Formación del precio en el mercado diario de la electricidad

En primer lugar vamos a distinguir entre los siguientes dos conceptos:

- A) Precio de casación resultante del mercado diario de la electricidad
- B) Remuneración de la energía fotovoltaica.

A continuación pasamos a explicar cada uno de ellos:

3.2.3.1.1. Precio de mercado de la electricidad

Las compañías productoras de energía eléctrica han de realizar diariamente ofertas económicas para vender su electricidad mediante el mercado mayorista, organizado por el operador del mercado eléctrico. Las ofertas se cruzan con las demandas realizadas, a su vez, por los comercializadores, las distribuidoras y algunos grandes consumidores. La casación de oferta y demanda permite obtener el precio de la electricidad. Éste es el precio de casación resultante del mercado mayorista de la electricidad. Esta variable ya ha sido analizada anteriormente en el apartado 3.1.3.1.1.

3.2.3.1.2. Remuneración de la energía fotovoltaica

Puede hacerse mediante los dos instrumentos normativos ya comentados en capítulos anteriores: sistema *Feed-in Tariff* y sistema *Feed-in Premium*. Ambos sistemas suponen una subvención a la producción de energía eléctrica de origen renovable.

El concepto que utilizamos en este trabajo para determinar el valor de las opciones reales regulatorias, así como de las ayudas públicas a la producción de energía eléctrica de origen renovable, es el de remuneración de la energía fotovoltaica, bien mediante el sistema *Feed-in Tariff* o bien mediante el sistema *Feed-in Premium*.

Para el caso particular del subgrupo b.1.1. de energía fotovoltaica, la remuneración se realiza mediante tarifa regulada. Los valores de primas y límites correspondientes a sistema *Feed-in Premium* no figuran.

Obtenemos la formación de la remuneración anual que el RD 661/2007 otorga a la energía fotovoltaica para la vida útil del proyecto usando los siguientes elementos:

- En los primeros 25 años, la tarifa toma un valor de 417,50 €/MWh. Este valor es anualmente actualizado hasta el 31/12/2012 aplicando el IPC menos 25 puntos básicos. A partir de entonces se actualiza considerando el IPC menos 50 puntos básicos. (T_0)
- A partir de entonces, la tarifa toma un valor de 334 €/MWh. Este valor es anualmente actualizado el IPC menos 50 puntos básicos. (T_1)
- Precio del mercado diario de la electricidad (pool). (P_t)

Con estos elementos, el valor de las opciones y el valor de las ayudas públicas pueden ser calculadas utilizando diferentes escenarios para la adquisición de la electricidad generada por la planta fotovoltaica.

Las tarifas T_t para la remuneración por MWh producido bajo cada escenario son las siguientes:

(A) Ingresos relativos solamente a la venta de electricidad a precios de Mercado mayorista ("precios de pool"): ninguna prima es añadida a la remuneración normal obtenida del mercado. Desde el año 1 hacia adelante (2008-2032), la tarifa por MWh generado es:

$$\bullet \quad T_t = P_t \quad (74)$$

(B) Ingresos relativos a la venta a tarifa sin límite sobre la cantidad de energía subvencionada: en este caso, consideramos únicamente el valor de la tarifa inicial:

$$\bullet \quad \text{Desde al año 1 en adelante. } T_t = T_0 \quad (75)$$

(C) Ingresos relativos al sistema Feed-in Tariff (precio de venta a tarifa con límite sobre la cantidad de energía subvencionada): en este caso, debemos considerar dos subperíodos separados:

$$\bullet \quad \text{Primeros 25 años (2008-2032). } T_t = T_0 \quad (76)$$

$$\bullet \quad \text{Desde al año 26 en adelante. } T_t = T_1 \quad (77)$$

(D) Ingresos relativos a la opción de elegir entre sistema Feed-in Tariff o precios de Mercado mayorista ("precios de pool").

El productor puede elegir para cada año el tipo de remuneración. Al igual que hemos supuesto en los casos anteriores, la elección racional del precio de venta dependerá de cuál de las dos alternativas ha alcanzado un valor más alto en el año previo. En otras palabras, el enfoque que se ha seguido

en este escenario es suponer que, basado en la información del año t , el promotor elige ser pagado a precios de mercado si el precio de “pool” de la electricidad en el año t es más alto que la tarifa regulada y viceversa.

- Periodo 2008-2032:

$$T_t = P_t \quad ; \quad \text{si } P_{t-1} > T_0 \quad (78)$$

$$\text{de otra manera } T_t = T_0 \quad (79)$$

- Periodo 2033 en adelante:

$$T_t = P_t \quad ; \quad \text{si } P_{t-1} > T_1 \quad (80)$$

$$\text{de otra manera } T_t = T_1 \quad (81)$$

En la opción de venta a precio de tarifa -precios (B) y (C) anteriores- la remuneración a la energía fotovoltaica está formada por:

- Precio de tarifa: según lo indicado anteriormente.
- Complemento de energía reactiva. Es un porcentaje (4%) sobre la cantidad de 78,441 €/MWh.
- Tasas de representante: 0,50 c€/kWh

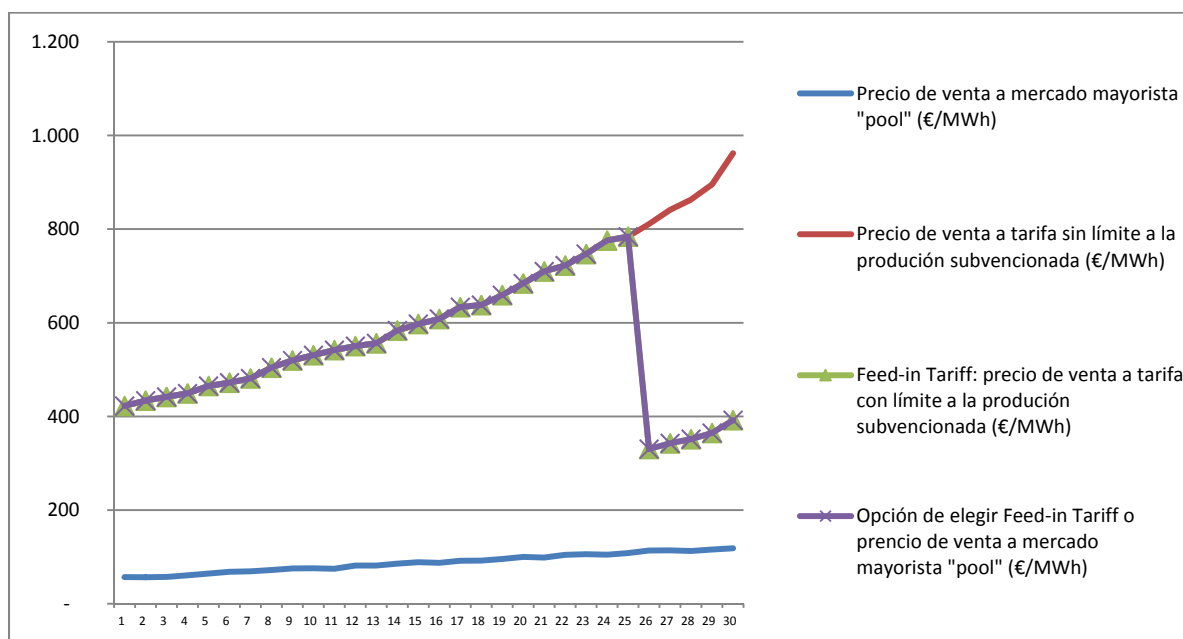
El precio se obtiene haciendo: **a+b-c**

En la opción de venta a precio de Mercado mayorista ("precios de pool") -precio (A) anterior- la remuneración a la energía fotovoltaica está formada por:

- Precio de “pool”: según lo indicado anteriormente.
- Tasas de representante: 0,50 c€/kWh

El precio se obtiene como: **a-b**

En la Figura 37 se muestra la evolución de diferentes escenarios de remuneración de la energía fotovoltaica considerando un período de 30 años, donde el eje de ordenadas representa el precio a percibir, expresado en €/MWh, y el de abscisas representa los años.

FIGURA 37: Evolución simulada de los diferentes escenarios de precio de energía fotovoltaica en España

Fuente: Elaboración propia

Se pueden hacer las siguientes observaciones:

- El precio **(A)** del mercado mayorista "pool" es muy inferior al resto de precios considerados.
- El precio **(C)** Sistema Feed-in Tariff (precio de venta a tarifa con límite sobre la cantidad de energía subvencionada), coincide en todo momento con el precio **(D)** Opción de elegir entre sistema Feed-in Tariff o precios de Mercado mayorista ("precios de pool"). Esto es debido a que al ser muy inferior el precio de "pool", el promotor siempre elige vender a Feed-in Tariff, por lo que la opción de elegir no le aporta valor.
- A partir del año 25 hay una reducción importante en el nivel de la remuneración si comparamos **(B)** Precio de venta a tarifa sin límite sobre la cantidad de energía subvencionada y **(C)** Sistema Feed-in Tariff (precio de venta a tarifa con límite sobre la cantidad de energía subvencionada). Esta reducción representa el valor que obtiene la Administración con la opción de reducir la tarifa a partir del año 26.

3.2.3.2. Índice de precios al consumo armonizado (IPCA) en España

Esta variable ha sido explicada en el apartado 3.1.3.2.

3.2.4. Las opciones reales contenidas en los RD 661/2007 y 1578/2008 para energía fotovoltaica

El régimen retributivo diseñado en la normativa que establecen los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008, incluye opciones reales regulatorias.

La existencia de las opciones reales en el R.D. 661/2007 viene dada por los siguientes motivos:

- El Real Decreto fija la posibilidad de que el promotor venda su producción de electricidad a precios de tarifa regulada (sistema *Feed-in Tariff*) o a precios de mercado más primas (sistema *Feed-in Premium*).
- El Real Decreto contempla, para algunos subgrupos, una retribución diferente para los primeros años desde su puesta en servicio.
- El Real Decreto fija, para algunos subgrupos y para el sistema *Feed-in Premium*, unos límites superior e inferior al precio de venta de la electricidad.

Para el caso particular del subgrupo b.1.1. Tecnología fotovoltaica, el Real Decreto no establece los límites superior e inferior a la suma del precio de mercado más la prima. Además el R.D. 661/2007 no establece un valor para la prima, por lo que la opción en la práctica consiste en que el promotor pueda elegir cada año entre el precio de venta a tarifa regulada y el precio de venta a mercado. Esto se traduce en la existencia de la siguiente opción real:

1. **OPCIÓN Nº1:** La opción de elegir entre el régimen de tarifa o el régimen de mercado. Esta opción puede ser tratada como una opción PUT europea en poder del promotor. Esta opción es europea porque el promotor tiene el derecho a elegir el modo de venta únicamente una vez al año. Esta opción se repite con una periodicidad anual.

Para otros grupos, como por ejemplo el grupo b.2., energía eólica, además de la Opción Nº1 anterior, también existen las siguientes opciones:

2. **OPCIÓN Nº2:** Una garantía de precio mínimo que es el límite inferior establecido en el sistema *Feed-in Premium* a la suma del precio de venta a “pool”, más la prima y complementos. Este límite inferior protege al promotor de descensos de su remuneración por debajo de un determinado nivel. Este límite puede ser tratado como una opción PUT americana en

poder del promotor. Esta opción es americana porque en la práctica el promotor puede ejercerla a diario cada vez que vende su energía eléctrica producida.

3. **OPCIÓN Nº3:** Un tope máximo al precio que es el límite superior establecido en el sistema Feed-in Premium a la suma del precio de venta a “pool”, más la prima y complementos. Este límite superior protege a la Administración de los ascensos de la remuneración que tiene que abonar, por encima de un determinado nivel. Este límite superior puede tratarse como una opción CALL americana en poder de la Administración. Esta opción es americana porque en la práctica la Administración puede ejercerla a diario cada vez que remunera la compra de energía eléctrica al promotor.

Además como se ha indicado, el Real Decreto 661/2007 contemplaba, para algunos subgrupos, una retribución diferente para los primeros años desde su puesta en servicio, estableciendo dos tramos para el valor de la tarifa, y siendo el valor de la tarifa del segundo tramo inferior al valor del primer tramo.

Esta reducción en la tarifa se puede interpretar como una opción que protege a la Administración a partir del primer tramo, puesto que funciona como un límite superior que reduce el valor de la remuneración que la Administración ha pagado al promotor durante el primer tramo. Esta opción no se puede ejercer en cualquier momento, sino que la Administración tiene que esperar hasta el fin del primer tramo para poder ejercerla. Por todo lo anterior se puede considerar como una opción de compra europea en manos de la Administración.

Si particularizamos para el subgrupo b.1.1., existe un primer tramo para los 25 primeros años, y un segundo tramo a partir de ese año. Para el primer tramo la tarifa se establece en 41,75 c€/kWh, mientras que para el segundo tramo la tarifa es de 33,40 c€/kWh. Esta reducción en la tarifa protege a la Administración a partir del año 26, puesto que funciona como un límite que reduce el valor de la remuneración que la Administración ha pagado al promotor hasta el año 25.

Es decir existe la siguiente opción real:

4. **OPCIÓN N°4:** La opción de reducir el valor de la tarifa. Esta opción puede ser tratada como una opción CALL europea en poder de la Administración. Esta opción es europea porque la Administración tiene el derecho a reducir el precio de la tarifa únicamente a partir del año 25. Esta opción se repite diariamente cada vez que liquida la compra de energía con el promotor a partir del año 25.

En nuestro ejemplo, como se indica en el apartado siguiente, hemos dado una vida útil al proyecto de 25 años, por lo que esta Opción N°4 no va a tener efecto, debido a que nuestro estudio económico concluye en el año 25 y es a partir de ese año cuando la Opción N°4 comienza a otorgar valor a la Administración.

3.2.5. Resultados y discusión

3.2.5.1. Valoración del parque fotovoltaico

Los valores de las cuatro opciones vistas en el Apartado 5, los calculamos a partir de los valores del Valor Actual Neto en diferentes escenarios de precios de venta de la electricidad. Siguiendo la literatura, la tasa de descuento utilizada es la tasa libre de riesgo y se ha considerado un valor del 4.13% para el caso de España.

Por tanto, se puede calcular el valor de la Opción N°1: PUT europea, de los RD 661/2007 y 1578/2008, con la siguiente expresión:

$$\bullet \text{ OPCIÓN N°1} = \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(A)} - \text{VAN}_{(B)}] \quad (82)$$

Se puede calcular el valor de la Opción N°2: PUT americana, del RD 661/2007, con la siguiente expresión:

$$\bullet \text{ OPCIÓN N°2} = \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(C)} - \text{VAN}_{(D)}] \quad (83)$$

Se puede calcular el valor de la Opción N°3: CALL americana, del RD 661/2007, con la siguiente expresión:

$$\bullet \text{ OPCIÓN N°3} = \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(E)} - \text{VAN}_{(D)}] \quad (84)$$

Se puede calcular el valor de la Opción N°4: CALL europea, del RD 661/2007, con la siguiente expresión:

$$\bullet \text{ OPCIÓN N°4} = \text{MAX} [0 ; \text{VAN}_{(F)} - \text{VAN}_{(B)}] \quad (85)$$

donde:

- $VAN_{(A)}$ = valor medio de los VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo utilizando un precio de la electricidad que se calcula aplicando la opción establecida en el RD 661/2007, de elegir vender a sistema Feed-in Tariff o vender a Feed-in Premium (precios de mercado más prima). Para el caso del subgrupo b.1.1. energía fotovoltaica, este último precio resulta ser el precio del “pool” puesto que la prima es cero. El criterio que se ha seguido es suponer que con la información del año t , el promotor elige el precio para ese año, de manera que si el precio de mercado es mayor que el de tarifa, al comienzo del año t elegirá precio de mercado y viceversa.
- $VAN_{(B)}$ = valor medio de los VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo utilizando un precio de la electricidad que se calcula aplicando el sistema Feed-in Tariff, es decir, según el RD 661/2007, la tarifa toma un valor para los primeros años desde su puesta en servicio y otro valor reducido a partir de esos primeros años.
- $VAN_{(C)}$ = valor medio de los VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo utilizando un precio de la electricidad que se compone de la suma del precio de “pool”, más la prima y menos la tasa del agente vendedor. A este precio se le aplica únicamente el límite inferior establecido en el Real Decreto 661/2007, de manera que nunca pueda ser inferior a él.
 $VAN_{(D)}$ = valor medio de los VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo utilizando un precio de la electricidad que se compone de la suma del precio del “pool”, más la prima y menos la tasa del agente vendedor. A este precio no se le aplican límites superior e inferior.
- $VAN_{(E)}$ = valor medio de los VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo utilizando un precio de la electricidad que se compone de la suma del precio de “pool”, más la prima y menos la tasa del agente vendedor. A este precio se le aplica únicamente el límite superior establecido en el Real Decreto 661/2007, de manera que nunca pueda ser superior a él.

- $VAN_{(F)}$ = valor medio de los VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo utilizando un precio de la electricidad que se calcula aplicando para toda la vida útil del proyecto el valor de la tarifa inicial establecida en el Real Decreto 661/2007 para los primeros años desde su puesta en servicio, es decir, no hay reducción del valor de la tarifa.

Por otra parte, la existencia de las opciones reales en el Real Decreto 1578/2008, venía dada por el siguiente motivo:

- El RD 1578/2008 se centra únicamente en el subgrupo b.1.1. tecnología fotovoltaica, y al igual que el RD 661/2007, para esta tecnología fija la posibilidad de que el promotor venda su producción de electricidad a precios de tarifa regulada (sistema Feed-in Tariff) o a precios de mercado. El R.D. 1578/2008 no establece valor para la prima, por lo que la Opción en la práctica consiste en elegir cada año entre el precio de venta a tarifa regulada y el precio de venta a mercado. El valor de esta opción se calcula de la misma manera que la Opción N°1 anterior.

Los resultados obtenidos para los valores medios y desviaciones típicas del los VAN, obtenidos con diferentes precios y tasa de descuento libre de riesgo, los podemos ver en la Tabla 33.

TABLA 33: Valores medios del VAN con diferentes escenarios de precios para tecnología fotovoltaica

TIPO PRECIO VENTA UTILIZADO	VAN (millones €)
(A) Precio según la opción de elegir Feed-in Tariff o venta a precio de mercado mayorista	$VAN_{(A)} = 58,94$
(B) Feed-in Tariff : tarifa inicial durante 25 años y en adelante tarifa reducida	$VAN_{(B)} = 58,90$
(C) Precios de mercado más primas con límite inferior	$VAN_{(C)} = \text{No aplica}$
(D) Precios de mercado más primas sin límites superior e inferior	$VAN_{(D)} = \text{No aplica}$
(E) Precios de mercado más primas con límite superior	$VAN_{(E)} = \text{No aplica}$

(F) Precios de tarifa inicial sin reducción de su valor	$VAN_{(F)} = \text{No aplica}$
---	--------------------------------

Fuente: Elaboración propia

Se ha indicado en la tabla anterior que los valores del $VAN_{(C)}$, $VAN_{(D)}$ y $VAN_{(E)}$, no aplican para el caso del subgrupo b.1.1. tecnología fotovoltaica, puesto que como ya se ha indicado en varias ocasiones, el R.D. no establece valores para las primas ni para los límites al precio. Tampoco aplica el $VAN_{(F)}$, porque el estudio económico de esta trabajo abarca 25 años, y es a partir de ese año cuando se fija por el R.D. 661/2007 la reducción a cero del valor de la tarifa.

Así pues, el valor de las opciones es el siguiente:

- OPCIÓN N°1 = $\text{MAX} [0; VAN_{(A)} - VAN_{(B)}] =$
 $\text{MAX} [0; 58,94 - 58,90] = 0,04 \text{ millones } \text{€}$ (86)

- OPCIÓN N°2 = $\text{MAX} [0; VAN_{(C)} - VAN_{(D)}]$
 No aplica al subgrupo b.1.1 (87)

- OPCIÓN N°3 = $\text{MAX} [0; VAN_{(E)} - VAN_{(D)}]$
 No aplica al subgrupo b.1.1 (88)

- OPCIÓN N°4 = $\text{MAX} [0; VAN_{(F)} - VAN_{(B)}]$
 No aplica al subgrupo b.1.1 (89)

Para el RD 1578/2008, el valor de la opción se calcula de igual manera que la Opción n°1 del RD 661/2007. Los resultados obtenidos para los valores medios de los VAN, obtenidos con diferentes precios y tasa de descuento libre de riesgo, los podemos ver en la Tabla 34.

TABLA 34: Valores medios del VAN con diferentes escenarios de precios para tecnología fotovoltaica Tipo II (RD 1578/2008)

TIPO PRECIO VENTA UTILIZADO	VAN (millones €)
(A) Precio según la opción de elegir Feed-in Tariff o venta a precio de mercado más primas	$VAN_{(A)} = 41,70$
(B) Feed-in Tariff	$VAN_{(B)} = 41,70$

Fuente: Elaboración propia

Así pues, el valor de la opción del RD 1578/2008, es el siguiente:

$$\begin{aligned} \bullet \text{ OPCIÓN N}^{\circ}1 &= \text{MAX} [0; \text{VAN}_{(A)} - \text{VAN}_{(B)}] = \\ &\text{MAX}[0; 41,70 - 41,70] = 0.0 \text{ millones } \text{€} \end{aligned} \quad (90)$$

El Valor del proyecto se obtendrá incorporando los valores de la opción al VAN sin flexibilidad. A este VAN se le llamará $\text{VAN}_{\text{AMPLIADO}}$. Así pues, el $\text{VAN}_{\text{AMPLIADO}}$ del proyecto estudiado es:

$$\bullet \text{ VAN}_{\text{AMPLIADO}} = \text{VAN}_{\text{sin flexibilidad}} + \text{Valor Opción} \quad (91)$$

El valor del VAN sin flexibilidad se obtiene del escenario en el que el promotor vende su producción mediante sistema Feed-in Tariff, en el que la tasa de descuento utilizada, es el coste ponderado del capital o WACC del proyecto, que toma un valor del 4,8% (Kost et al, 2013). En la Tabla 35, se reflejan los valores obtenidos utilizando los valores de las tarifas de los RD 661/2007 y 1578/2008:

TABLA 35: Valores medios del VAN con escenarios de precios *Feed-in Tariff* para tecnología fotovoltaica

TIPO PRECIO VENTA UTILIZADO	VAN (millones €)
(B) Feed-in Tariff con Real Decreto 661/2007	53,75
(B) Feed-in Tariff con Real Decreto 1578/2008	37,89

Fuente: Elaboración propia

El VAN ampliado del proyecto es, teniendo en cuenta el valor de las opciones calculado anteriormente:

- Con el RD 661/2007:

$$\begin{aligned} \text{VAN}_{\text{AMPLIADO}} &= \text{VAN}_{\text{sin flexibilidad}} + \text{Valor Opción} = \\ &53,75 + 0 = 53,75 \text{ millones } \text{€} \end{aligned} \quad (92)$$

- Con el RD 1578/2008:

$$\begin{aligned} \text{VAN}_{\text{AMPLIADO}} &= \text{VAN}_{\text{sin flexibilidad}} + \text{Valor Opción} = \\ &37,89 + 0 = 37,89 \text{ millones } \text{€} \end{aligned} \quad (93)$$

TABLA 36: Valores medios del VAN ampliado para tecnología fotovoltaica

TIPO PRECIO VENTA UTILIZADO	VAN (millones €)
VAN ampliado con Real Decreto 661/2007	53,75
VAN ampliado con Real Decreto 1578/2008	37,89

Fuente: Elaboración propia

Se observa que con la entrada en vigor del RD 1578/2008, el proyecto sufre una pérdida de 15,90 millones de euros, lo que representa un 30% de disminución de valor.

El valor de la ayuda pública otorgada por la Administración, la podemos calcular por diferencia del VAN obtenido con la opción de elegir Feed-in Tariff o Feed-in Premium, con respecto al VAN obtenido aplicando los precios de “pool”, y descontando los flujos de caja al WACC del proyecto. La tasa de descuento utilizada es el WACC nominal del proyecto indicada en Kost et al (2013), que toma un valor del 4,8%.

Es decir:

- Ayudas Públicas = $\text{MAX} [0; \text{VAN}_{(1)} - \text{VAN}_{(2)}]$
(94)

donde:

- $\text{VAN}_{(1)}$ = valor medio de los VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo utilizando un precio de la electricidad que se calcula aplicando la opción establecida en el Real Decreto 661/2007, de elegir vender a Feed-in Tariff o a Feed-in Premium (vender a precios de mercado más prima). Para el caso del subgrupo b.1.1. energía fotovoltaica, Feed-in Premium resulta ser el precio del “pool” puesto que no hay prima.

El criterio que se ha seguido es suponer que con la información del año t , el promotor elige el precio para ese año, de manera que si el precio de

mercado es mayor que el de tarifa, al comienzo del año t elegirá precio de mercado y viceversa.

- $VAN_{(2)}$ = valor medio de los VAN obtenidos de la simulación de Montecarlo utilizando el precio del “pool”.

En la Tabla 37 se pueden observar los valores del VAN con precio resultado de elegir venta a mercado o venta a tarifa “Feed-in Tariff” según el RD 661/2007 y el VAN con precio de mercado “pool”, aplicando como tasa de descuento el WACC del proyecto.

TABLA 37: Valores medios del VAN del proyecto fotovoltaico con tasa de descuento WACC según RD 661/2007

TIPO PRECIO VENTA UTILIZADO	VAN (millones €)
(1) Precio de elegir venta a mercado “pool” o venta a Feed-in Tariff	53,81
(2) Precio de mercado “pool”	- 4,86

Fuente: Elaboración propia

Según lo anterior, obtenemos el valor de las ayudas públicas con el RD 661/2007:

- Ayudas Públicas = $\text{MAX} [0; VAN_{(1)} - VAN_{(2)}] = 53,81 - (- 4,86) = 58,67$
millones euros **(95)**

Como nuestra planta fotovoltaica produce a lo largo de su vida útil un total de 336.812 MWh, podemos calcular la subvención pública por unidad de electricidad generada (MWh):

- Ayudas Públicas = $58,67 \text{ M. €} / 336.812 \text{ MWh} = 174 \text{ €/MWh}$
(96)

En la Tabla 38 se puede observar los valores del VAN con precio resultado de elegir venta a mercado o venta a tarifa “Feed in Tariff”, según el RD 1578/2008 y el VAN con precio de mercado “pool”, aplicando como tasa de descuento el WACC del proyecto.

TABLA 38: Valores medios del VAN con tasa de descuento WACC según RD 1578/2008

TIPO PRECIO VENTA UTILIZADO	VAN (millones €)
(1) Precio resultado de elegir venta a mercado “pool” o venta a Feed-in Tariff	37,83
(2) Precio de mercado “pool”	- 4,84

Fuente: Elaboración propia

Según lo anterior, obtenemos el valor de las ayudas públicas con el RD 1578/2008:

- Ayudas Públicas = $\text{MAX} [0; \text{VAN}_{(1)} - \text{VAN}_{(2)}] = 37,83 - (- 4,84) = 42,67$
millones euros **(97)**

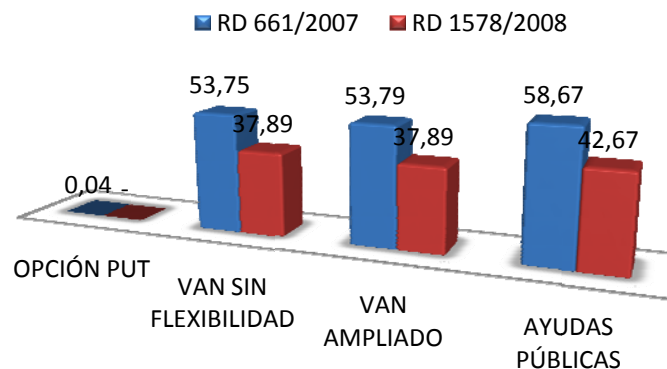
Al igual que en el escenario anterior, considerando la producción total de 336.812 MWh de la planta fotovoltaica a lo largo de su vida útil, es posible calcular la subvención pública por unidad de electricidad generada:

- Ayudas Públicas = $42,67 \text{ M€} / 336.812 \text{ MWh} = 127 \text{ €/MWh}$ **(98)**

Se puede observar que con la entrada en vigor del RD 1578/2008, el proyecto deja de percibir en concepto de subvenciones un total de $58,67 - 42,67 = 16,0$ millones de euros, es decir, un 27% menos.

En la Figura 38, se muestran los resultados comparativos según el RD 661/2007 y RD 1578/2008, obtenidos para el valor de la opción, del VAN sin flexibilidad, VAN ampliado del proyecto y ayudas públicas.

FIGURA 38: Comparación de resultados del proyecto fotovoltaico según los RD 661/2007 y 1578/2008



Fuente: Elaboración propia

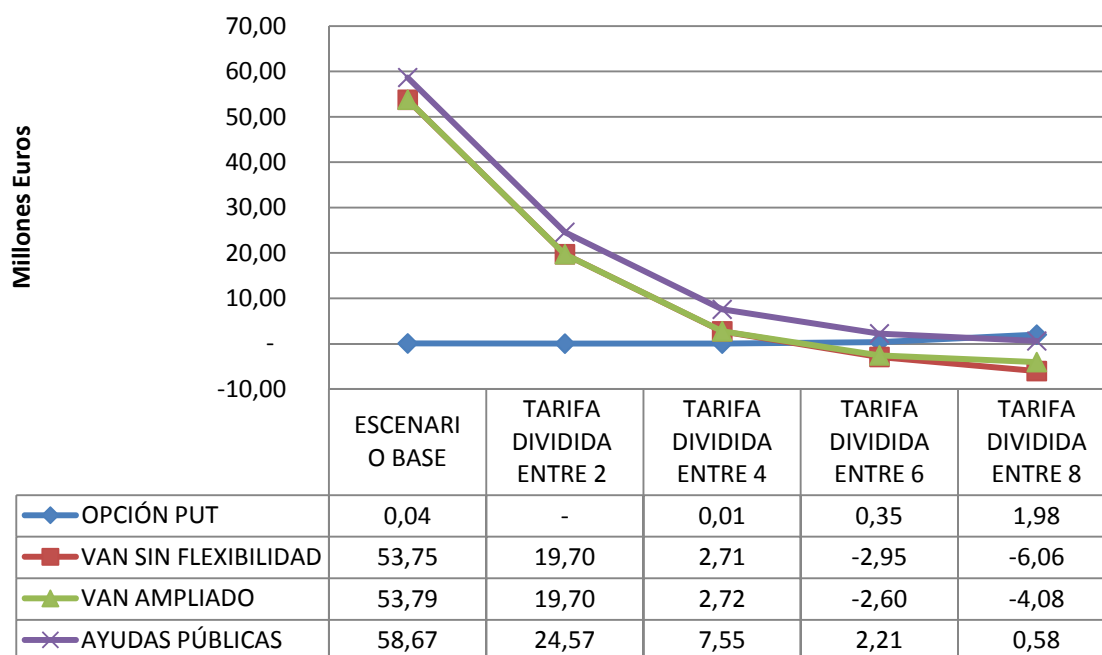
3.2.5.2. Análisis de sensibilidad del proyecto fotovoltaico

En esta sección, realizaremos un análisis de sensibilidad. Para ello vamos a cambiar los valores de la tarifa regulada establecida en el RD 661/2007, manteniendo constante el resto de variables.

Los cambios que vamos a introducir son ir reduciendo el valor de la tarifa inicial y repetir la simulación de Montecarlo en cada uno de los nuevos escenarios. Los valores que se van a considerar para la tarifa en este análisis de sensibilidad es dividir entre dos, entre cuatro, entre seis y entre ocho la tarifa inicial del escenario base. El objetivo es determinar el efecto de estos cambios sobre el valor de la opción, el valor de las ayudas públicas y sobre el valor ampliado del proyecto.

La Figura 39 muestra los resultados obtenidos para los valores medios, respecto al escenario base, debidos a los cambios en la tarifa.

FIGURA 39: Cambios en los valores medios del proyecto fotovoltaico ante reducción de la tarifa regulada del RD 661/2007



Fuente: Elaboración propia

Podemos ver que el valor de la opción de venta es nula o casi nula en los tres primeros casos, es decir, en el escenario base, y en los dos escenarios en los que se divide la tarifa entre dos y entre cuatro. A medida que continuamos reduciendo el valor de la tarifa el valor de la opción aumenta. Asimismo, y como era de esperar, el valor del VAN sin flexibilidad y del VAN ampliado también van reduciendo su valor conforme se reduce la tarifa, teniendo valores negativos en los escenarios en los que se divide el valor de la tarifa a partir de seis. Por último, observamos que las ayudas públicas se reducen a más de la mitad cuando dividimos el valor de la tarifa entre dos. Se reducen unas ocho veces cuando dividimos el valor de la tarifa entre cuatro, y se reducen hasta 0,58 millones cuando se divide el valor de la tarifa entre ocho.

Llama la atención el elevado nivel de la tarifa regulada por el RD 661/2007, puesto que se podría decir que el punto de equilibrio, entendido éste como aquel valor de la tarifa que iguala el VAN a cero, se obtendría con un valor de la tarifa cinco veces inferior al establecido en el RD 661/2007.

CAPÍTULO 4. COMPARACIÓN DE LA REMUNERACIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN FRANCIA Y ESPAÑA

En la normativa que regula la producción de energías renovables en Francia y en España aparecen opciones reales asociadas, que reflejan el efecto de los límites establecidos en la normativa (en la producción o en el precio), sobre el valor del proyecto. Estas opciones reales pueden estar en poder de la Administración, en cuyo caso son opciones de compra, o en poder del productor, con lo que serían opciones de venta. La existencia o no de estas opciones de compra y de venta dependen de cómo esté definida la normativa de cada país.

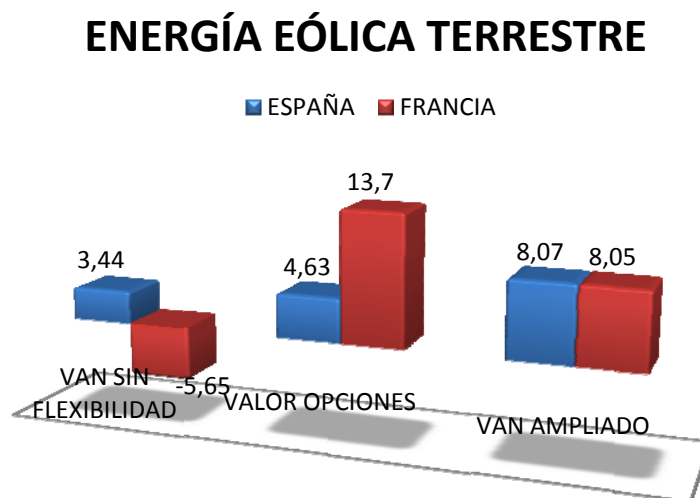
En este trabajo se han analizado tres proyectos de energía renovable, dos de energía eólica (terrestre y marina) y uno de energía solar fotovoltaica. El objetivo principal de esta tesis es valorar estos proyectos incluyendo el efecto de las opciones incluidas en los marcos regulatorios de España y Francia, para poder realizar un estudio comparativo de ambos países.

Para realizar este estudio comparativo del efecto de los marcos regulatorios de cada país sobre el valor de los proyectos, se ha supuesto que para cada una de las tres tecnologías (eólica terrestre, marina y fotovoltaica), los proyectos son idénticos tanto en España como en Francia, en cuanto a características técnicas, es decir, tienen la misma potencia e idénticos componentes. También se ha supuesto que las características físicas de la ubicación de cada uno de los proyectos son idénticas en España y Francia, de esta manera conseguimos aislar el efecto que, sobre el valor de los proyectos, tiene la regulación de cada país.

4.1. El VAN obtenido para los distintos proyectos analizados

En la Figura 40, se muestra la comparación de los resultados obtenidos en cada país para el proyecto de energía eólica terrestre.

FIGURA 40: Resultados para el proyecto de energía eólica terrestre

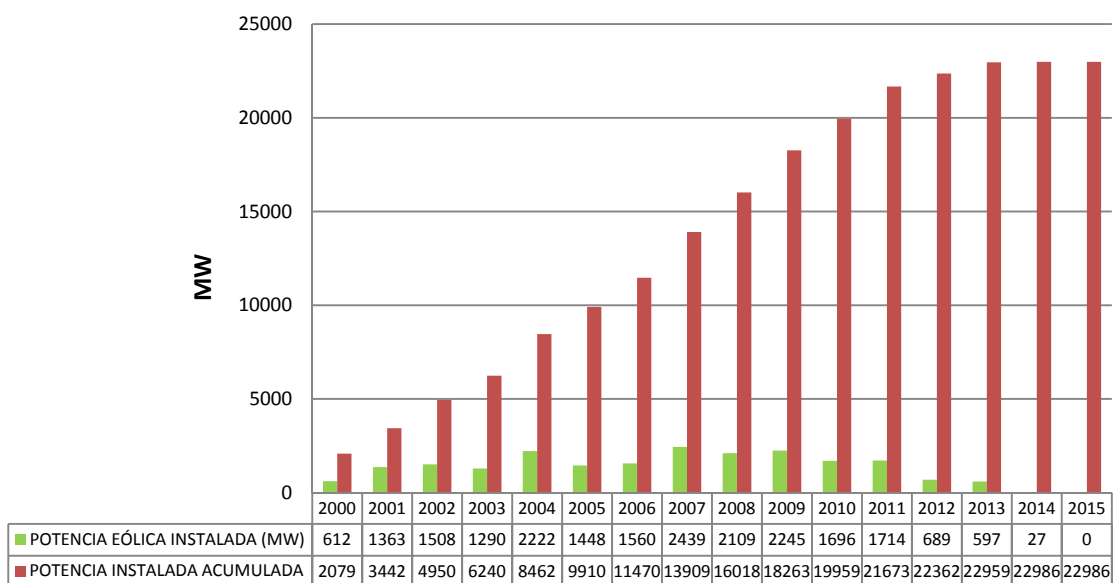


Fuente: Elaboración propia

Se observa que el valor del VAN sin flexibilidad es positivo en el caso de España (3,44 M€), frente a un valor negativo en Francia (-5,65 M€). Pero en España se obtiene un valor para las opciones reales incluidas en la normativa (4,63 M€) inferior al obtenido en el caso francés (13,7 M€). No obstante, el valor del VAN ampliado es ligeramente mayor en España (8,07 M€), que en Francia (8,05 M€), lo que significa que los promotores de este tipo de proyectos saldrían ganando si los llevasen a cabo en España frente a realizarlos en Francia.

Los resultados anteriores están en consonancia con la realidad del desarrollo de la energía eólica terrestre tanto en Francia como en España, puesto que como se ha demostrado, se trata de proyectos rentables que aportan valor al promotor. Por este motivo su desarrollo ha sido muy amplio durante los últimos años en estos dos países, aunque muy superior en España en comparación con Francia. En concreto, la capacidad instalada hasta el año 2015 ha sido en Francia de 10.013 MW, mientras que en España la capacidad total instalada ha sido de 22.986 MW.

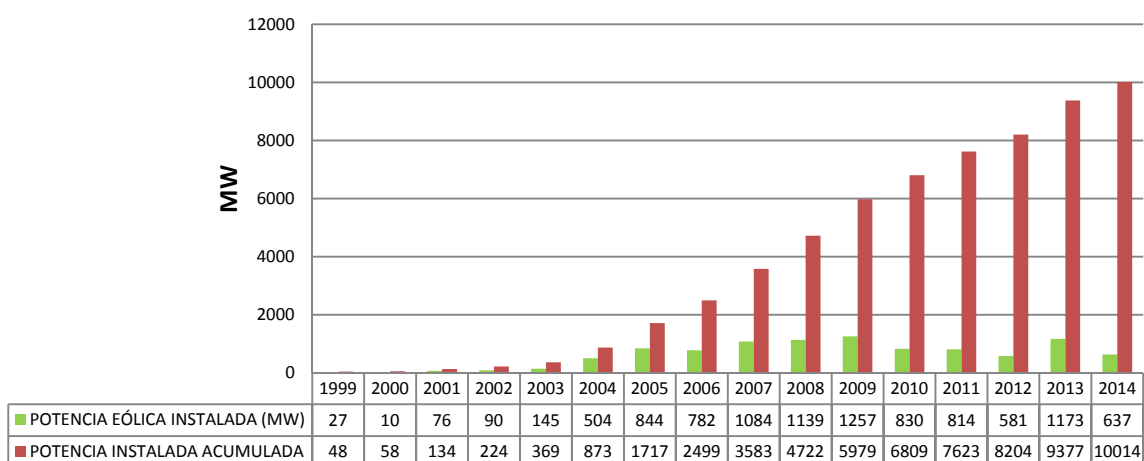
En la Figura 41 se puede ver la evolución experimentada anualmente por la energía eólica terrestre en España.

FIGURA 41: Evolución de la potencia eólica instalada en España

Fuente: www.ree.org

A pesar del nulo aumento de potencia en 2015 (0 MW), la energía eólica ha sido la tercera fuente de generación eléctrica en España en 2015. Además, España es el quinto país del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos, Alemania e India.

La Figura 42 muestra la evolución de la potencia instalada anualmente de la energía eólica en Francia.

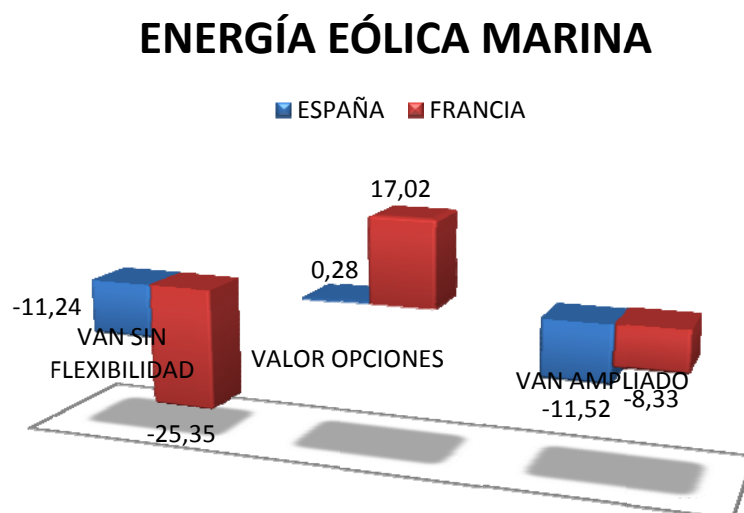
FIGURA 42: Evolución de la potencia eólica instalada en Francia

Fuente: Observ'ER d'après données SOeS

Se observa en las figuras 41 y 42 que desde 2011 ha habido un descenso continuado de las cifras anuales de la potencia instalada de energía eólica en ambos países. Este descenso ha sido muy superior en España. Entre las razones de esta ralentización, están el aumento de los costes de conexión a la red, la disminución de la financiación de activos eólicos, así como incertidumbres relacionadas con los marcos normativos de ambos países.

En la Figura 43, se muestra la comparación de los resultados obtenidos en cada país para el proyecto de energía eólica marina.

FIGURA 43: Resultados para el proyecto de energía eólica marina



Fuente: Elaboración propia

Se observa que el valor del VAN sin flexibilidad es mucho más negativo en el caso de Francia (-25,35 M€) que en el de España (-11,24 M€). En cuanto a las opciones reales regulatorias, en España la única opción real incluida en la normativa tiene un escaso valor y está en manos de la Administración. Por este motivo, esta opción real disminuye el valor del proyecto para el promotor, por lo que se considera con signo negativo (-0,28 M€). En cambio, en Francia las opciones reales regulatorias aportan un gran valor al promotor (17,02 M€), lo que origina que el valor del VAN ampliado sea mayor en Francia (-8,83 M€) que en España (-11,52 M€), aunque no consiga un valor positivo.

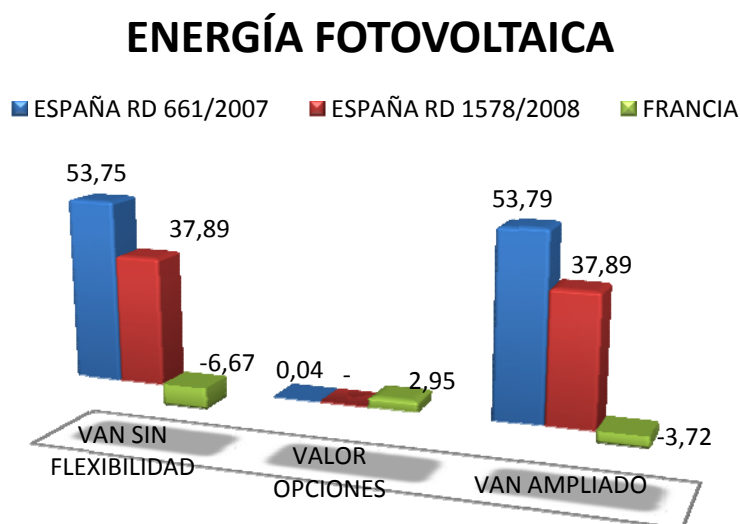
Es decir, los proyectos de energía eólica con unas características como las analizadas en este trabajo, hacen perder valor al promotor tanto si el proyecto

se lleva a cabo en Francia como en España, al tener un valor del VAN ampliado negativo. Aunque se comprueba que esta pérdida de valor es muy superior si los proyectos se llevasen a cabo en España frente a realizarlos en Francia.

Cabe decir que la Administración francesa tiene margen para aumentar el valor de la tarifa que retribuye a la energía eólica marina, hasta conseguir que los proyectos de este tipo sean más interesantes para las empresas privadas. Para esta tecnología, se pudo comprobar en el análisis de sensibilidad, que aumentando un 50% el valor de la tarifa, se obtienen un resultado positivo del VAN ampliado. Para el caso español, aún aumentando un 50% el valor de la prima, el VAN ampliado continúa siendo negativo.

En la Figura 44, se muestra la comparación de los resultados obtenidos en cada país para el proyecto de energía fotovoltaica.

FIGURA 44: Resultados para el proyecto de energía fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia

Se observa que el valor del VAN sin flexibilidad es positivo en el caso de España, y más elevado con el RD 661/2007 (53,75 M€), que con el RD

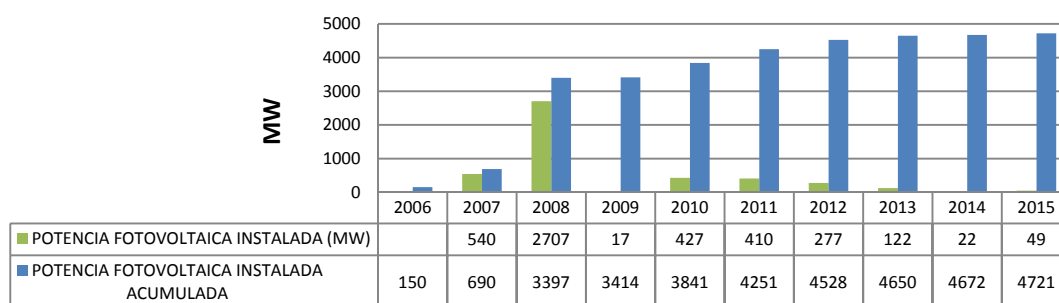
1578/2008 (37,89 M€), frente a un valor negativo en Francia (- 6,67 M€). En cuanto a las opciones reales regulatorias, en España, se observa que no aportan valor al proyecto, puesto que en ambos casos tienen un valor nulo o casi nulo. En cambio, en Francia las opciones reales regulatorias sí aportan valor al promotor (2,95 M€).

No obstante, el valor del VAN ampliado es muy superior en España con ambos reales decretos, RD 661/2007 (53,79 M€) y RD 1578/2008 (37,89 M€), frente a un valor negativo del VAN ampliado en Francia (- 3,72 M€). Es decir, los proyectos de energía fotovoltaica con unas características como las analizadas en este trabajo, hacen perder valor al promotor si el proyecto se lleva a cabo en Francia, al tener un valor del VAN ampliado negativo. Esto significa que los promotores de este tipo de proyectos saldrían ganando si los llevasen a cabo en España frente a realizarlos en Francia.

Se puede concluir entonces que, de los tres casos analizados, el proyecto de energía eólica terrestre y de energía solar fotovoltaica poseen un mayor valor del VAN ampliado en España que en Francia, siendo este valor positivo. En cuanto al proyecto de energía eólica marina, el VAN ampliado es mayor en Francia, pero al tener un valor negativo carece de interés para los potenciales inversores.

En la Figura 45 se puede ver la evolución desde 2007 de la energía fotovoltaica en España.

FIGURA 45: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España

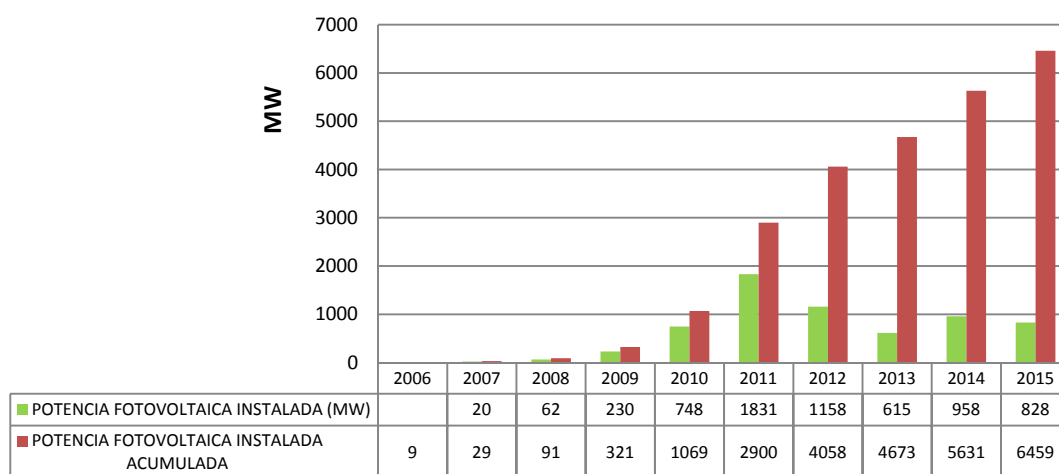


Fuente: www.unef.es

Se aprecia el boom del año 2008, año en el que se instaló más de la mitad de la capacidad actualmente instalada al amparo del RD 661/2007; el corte brusco en 2009 debido la derogación del RD661/2007 y el freno en nuevas instalaciones desde el año 2012 debido a la incertidumbre regulatoria.

En la Figura 46 se puede ver la evolución desde 2007 de la energía fotovoltaica en Francia.

FIGURA 46: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en Francia



Fuente: Observ'ER d'après données SOeS

Se observa que en los últimos años la energía fotovoltaica en Francia ha ido incrementándose, lo que a priori chocaría con los resultados obtenidos en este trabajo, al haber obtenido un resultado negativo del VAN ampliado del proyecto fotovoltaico. La explicación estaría en el hecho de que el proyecto analizado está retribuido con la tarifa T5, que es la más baja de las contempladas por la regulación francesa, lo que significa que el desarrollo de la energía fotovoltaica en Francia se basa fundamentalmente en unas tipologías de proyectos retribuidos con las otras tarifas más altas, de la T1 a la T4.

Otro aspecto a destacar es que la importancia que en cada país tiene el valor de las opciones reales en comparación con el valor ampliado del proyecto, depende de la tecnología que se esté analizando.

4.2. Importancia de las opciones reales en Francia y España

En la Tabla 39, se muestra la participación de las opciones en relación con los valores del VAN ampliado para el proyecto de energía eólica terrestre.

TABLA 39: Participación de las opciones en el VAN ampliado para el proyecto de energía eólica terrestre

ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE			
PAÍS			%
	VALOR OPCIONES (a) (millones euros)	VAN AMPLIADO (b) (millones euros)	a / b
ESPAÑA	4,63	8,07	57%
FRANCIA	13,7	8,05	170%

Fuente: Elaboración propia

Para el caso español, el proyecto eólico terrestre tiene un valor ampliado de 8,07 millones de euros, de los cuales 4,63 millones corresponden al valor de las opciones reales incluidas, lo que supone un 57% del valor ampliado, lo que señala la gran importancia de las opciones. No obstante, se observa en la normativa francesa que el peso de las opciones reales es todavía muy superior, puesto que alcanza el 170%.

En la Tabla 40, se muestra la participación de las opciones en relación con los valores del VAN ampliado para el proyecto de energía eólica marina.

TABLA 40: Participación de las opciones en el VAN ampliado para el proyecto de energía eólica marina

ENERGÍA EÓLICA MARINA			
PAÍS			%
	VALOR OPCIONES (a) (millones euros)	VAN AMPLIADO (b) (millones euros)	a / b
ESPAÑA	-0,28	-11,52	2%
FRANCIA	17,02	-8,33	204%

Fuente: Elaboración propia

En el caso del proyecto eólico marino, en España el valor ampliado es de - 11,52 millones de euros, y el valor de la opción real es de 0,28 millones (pero con signo negativo), lo que supone tan sólo un 2%. En cambio, en Francia el valor de las opciones supone un 204% en relación al valor del VAN ampliado.

En la Tabla 41, se muestra la participación de las opciones en relación con los valores del VAN ampliado para el proyecto de energía solar fotovoltaica.

TABLA 41: Participación de las opciones en el VAN ampliado para el proyecto de energía solar fotovoltaica

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA			
PAÍS			%
	VALOR OPCIONES (a) (millones euros)	VAN AMPLIADO (b) (millones euros)	 a / b
ESPAÑA RD 661/2007	0,04	53,79	0%
ESPAÑA RD 1578/2008	0,00	37,89	0%
FRANCIA	2,95	-3,72	79%

Fuente: Elaboración propia

Por último, en España, para el proyecto fotovoltaico la participación de las opciones en el VAN ampliado es nula. En cambio, en Francia el valor de las opciones alcanza hasta un 79% en relación al valor del VAN ampliado.

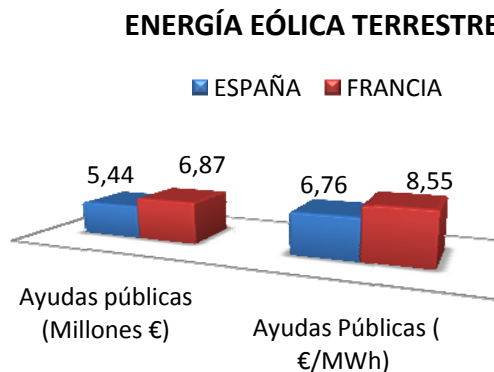
De la revisión de lo anterior, se deduce que el peso que las opciones reales regulatorias tienen en relación al VAN ampliado del proyecto, es mucho más importante en la normativa francesa que en la normativa española.

4.3. Ayudas públicas

En relación a las ayudas públicas, éstas varían de un país a otro debido a sus respectivas normativas. Dentro de cada país, también cambian estas ayudas según la tecnología y la clasificación del proyecto dentro de su correspondiente tecnología.

En las Figuras 47, 48 y 49 se muestran las comparaciones de los valores de las ayudas públicas obtenidos en cada país para cada tecnología.

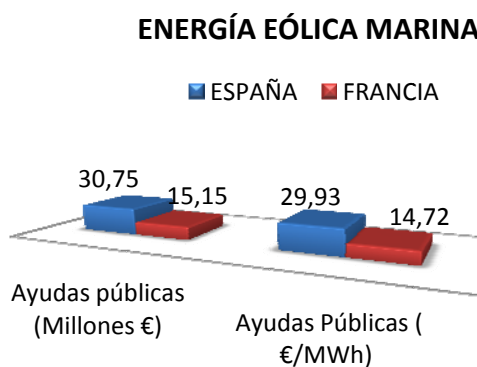
FIGURA 47: Ayudas públicas para el proyecto de energía eólica terrestre



Fuente: Elaboración propia

Se observa que la Administración francesa apoya con una mayor cantidad de ayudas públicas (6,87 M€) a los proyectos de energía eólica terrestre que la Administración española (5,44 M€). Lo que significa que Francia hace un esfuerzo un 26% superior.

FIGURA 48: Ayudas públicas para el proyecto de energía eólica marina

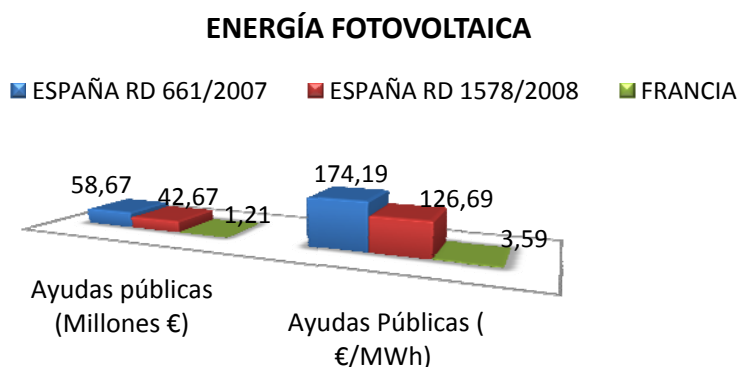


Fuente: Elaboración propia

Se observa que la Administración española apoya con una mayor cantidad de ayudas públicas (30,75 M€) a este tipo de proyectos que la Administración

francesa (15,15 M€). Lo que significa que España hace un esfuerzo un 100% superior.

FIGURA 49: Ayudas públicas para el proyecto de energía fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia

Se observa que la Administración española apoya los proyectos fotovoltaicos con una mayor cantidad de ayudas públicas (58,67 M€ con RD 661/2007 y 42,67 M€ con RD 1578/2008) que la Administración francesa (1,21 M€). Lo que significa que España hace con el RD 61/2007, un esfuerzo casi 50 veces superior y con el RD 1578/2008 un esfuerzo unas 34 veces superior. Según esto último, es de destacar la gran diferencia existente entre los dos países en relación a la magnitud de las ayudas públicas para la energía solar fotovoltaica.

Para los proyectos estudiados en Francia, las ayudas a la energía eólica terrestre son de 8,55 €/MWh; para la energía eólica marina de 14,72 €/MWh; y la energía solar fotovoltaica ha obtenido ayudas por valor de 3,59 €/MWh. Esto nos lleva a pensar que, para la tipología de los proyectos analizados, la Administración francesa tiene mayor interés en el desarrollo de la energía eólica, que en el desarrollo de la energía fotovoltaica.

Para los proyectos estudiados en España, las ayudas a la energía eólica terrestre son de 6,76 €/MWh; para la energía eólica marina, las ayudas públicas han sido de 29,93 €/MWh; y la energía solar fotovoltaica recibe ayudas

por valor de 174,19 €/MWh con el RD 661/2007, mientras que con el RD 1578/2008 el valor de las ayudas, aún siendo muy alto, se reduce a 126,69 €/MWh. Esto nos lleva a pensar que, para la tipología de los proyectos analizados, la Administración española ha tenido mayor interés en el desarrollo de la energía fotovoltaica, frente a la energía eólica.

4.4. La rentabilidad obtenida por los inversores

A continuación se va a realizar una comparativa entre tecnologías dentro de cada país. En esta comparativa se analizará, por un lado, qué tecnología es la que aporta una mayor rentabilidad por cada euro invertido por el promotor, es decir la que tiene un mayor VAN ampliado en relación a la inversión y, por otro lado, cuál es la tecnología que más apoyo recibe por parte de la Administración también en comparación a la inversión realizada.

En la Tabla 42 se muestra la comparación de los valores obtenidos en las ratios de rentabilidad para el promotor y de ayudas públicas en relación a la inversión en España para cada tecnología. En la Tabla 43 se muestran las mismas comparaciones para Francia.

TABLA 42: Rentabilidad comercial y ayudas públicas en España por euro de inversión

ESPAÑA					
TECNOLOGÍA				RATIOS	
	INVERSIÓN (M.€)	VAN AMPLIA DO (M.€)	AYUDAS PÚBLICAS (M.€)	VAN AMPLIADO / INVERSIÓN	AYUDAS PÚBLICAS / INVERSIÓN
ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE	16,38	8,07	5,44	0,49	0,33
ENERGÍA EÓLICA MARINA	42,66	-11,52	46,43	-0,27	0,72
ENERGÍA FOTOVOLTAICA RD 661/2007	12,00	41,32	53,79	4,48	4,89
ENERGÍA FOTOVOLTAICA RD 1578/2008	12,00	28,47	37,89	3,16	3,56

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la energía fotovoltaica con el RD 661/2007 es la que mayor rentabilidad genera para el inversor, puesto que obtiene un valor de 4,48 € por cada euro invertido, mientras que la que menos rentabilidad ofrece es la energía eólica marina, con un retorno negativo de la inversión de -0,27 € por euro invertido.

En cuanto a la ratio de ayudas públicas sobre la inversión realizada, es nuevamente la energía fotovoltaica con el RD 661/2007 la que obtiene un mayor valor, puesto que obtiene 4,89 € de ayudas por cada euro invertido. La que menos ratio ofrece es la energía eólica terrestre, con un valor de 0,33 euros de ayudas públicas por cada euro invertido.

TABLA 43: Rentabilidad comercial y ayudas públicas en Francia por euro de inversión

FRANCIA					
TECNOLOGÍA				RATIOS	
	INVERSIÓN (M.€)	VAN AMPLIADO (M.€)	AYUDAS PÚBLICAS (M.€)	VAN AMPLIADO / INVERSIÓN	AYUDAS PÚBLICAS / INVERSIÓN
ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE	16,38	8,05	6,87	0,49	0,42
ENERGÍA EÓLICA MARINA	42,66	-8,33	15,15	-0,20	0,36
ENERGÍA FOTOVOLTAICA	12,00	-3,72	1,21	-0,31	0,10

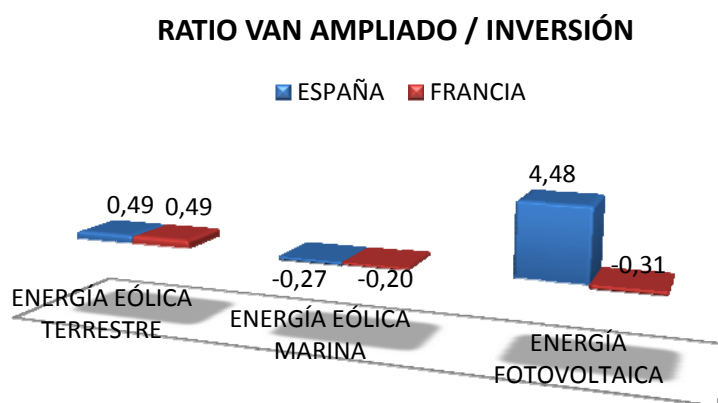
Fuente: Elaboración propia

Se observa que la energía eólica terrestre es la que mayor rentabilidad genera para el inversor, puesto que obtiene una ganancia de 0,49 euros por cada euro invertido, mientras que la que menos rentabilidad ofrece es la energía fotovoltaica, puesto que el promotor pierde un valor de 0,31 euros por cada euro invertido.

En cuanto a la ratio de ayudas públicas sobre la inversión realizada, es nuevamente la energía eólica terrestre la que obtiene un mayor valor, puesto que obtiene 0,42 euros de ayudas por cada euro invertido. La que menos ratio ofrece es la energía fotovoltaica, con un valor de 0,10 euros de ayudas públicas por cada euro invertido.

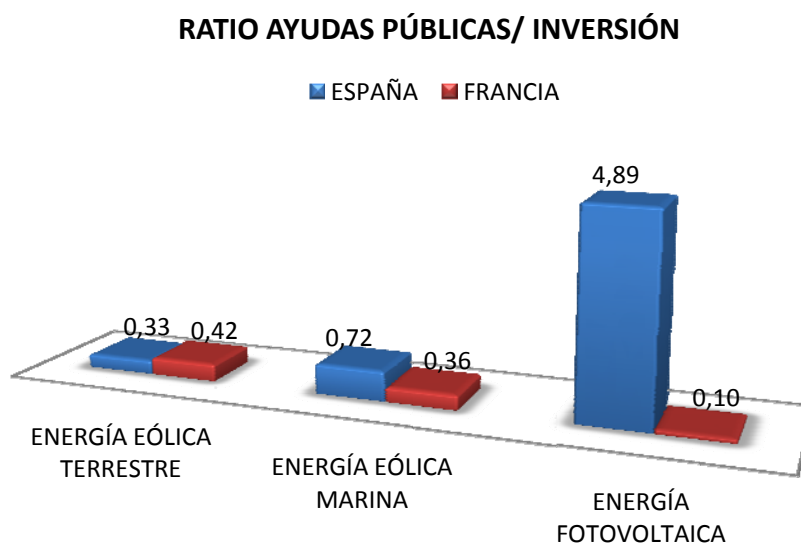
En las Figuras 50 y 51 se muestran las comparaciones de los valores obtenidos en las ratios de rentabilidad para el promotor y de ayudas públicas en relación a la inversión respectivamente, entre España y Francia para cada tecnología.

FIGURA 50: Comparativa de la rentabilidad comercial entre España y Francia



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 51: Comparativa de las ayudas públicas por euro invertido entre España y Francia



Fuente: Elaboración propia

En resumen, se observa que en el conjunto de los dos países, la tecnología de origen renovable que ofrece más rentabilidad para el promotor es la solar fotovoltaica desarrollada en España con el RD 661/2007. Asimismo, este proyecto de energía solar fotovoltaica en España es el que más ayudas públicas recibe con una gran diferencia sobre el resto de proyectos analizados. Por el contrario, el proyecto que menos rentabilidad ofrece a los promotores es el de energía solar fotovoltaica desarrollado en Francia con la Tarifa T5, con una rentabilidad negativa, es decir, no sólo no se recupera la inversión realizada, sino que además el VAN ampliado obtenido es negativo. Además este proyecto es el que menos ayudas públicas recibe en relación al conjunto de proyectos analizados.

Esto nos lleva a pensar que la regulación de la energía fotovoltaica en España ha sido excesivamente favorable para este tipo de proyectos, lo que en la práctica ha conducido a que el RD 661/2007 tuviera que ser derogado parcialmente, al no poder la Administración española continuar sufragándolo. Por este motivo fue sustituido por el RD 1578/2008, que a su vez continuó siendo excesivamente favorable por el mismo motivo indicado anteriormente, por lo que de nuevo tuvo que ser derogado años más tarde. El Real Decreto Ley RDL 9/2013 de medidas urgentes para el sistema eléctrico, deroga las normas anteriores que regulaban la tarifa fotovoltaica, es decir el Real Decreto RD 661/2007 y el RD 1578/2008.

La tecnología eólica terrestre es la tecnología que recibe un tratamiento más parecido en la normativa de ambos países, puesto que tanto las ratios de VAN ampliado/Inversión, como la de Ayudas públicas/Inversión, toman valores similares. Así podemos ver que la primera de las dos ratios tiene unos valores idénticos de 0,49 tanto en España como en Francia, mientras que la ratio de Ayudas públicas/Inversión toma valores de 0,33 y de 0,42 en España y en Francia respectivamente.

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

En la práctica, a la hora de llevar a cabo proyectos de inversión en activos reales pueden existir diversas circunstancias que otorguen flexibilidad a los gestores de dichos proyectos, bien en su fase de construcción o en su fase de explotación.

Esta flexibilidad genera una serie de derechos a su poseedor, que podemos denominar como opciones reales. Las opciones reales influyen en el valor de un proyecto, haciendo que el promotor del mismo pueda decidir llevarlo a cabo, aunque el valor obtenido mediante la técnica del VAN tradicional desaconseje su realización.

Una de las aportaciones que realiza esta tesis es la identificación de que en el ámbito de las energías renovables existe este tipo de opciones reales, y que éstas pueden ser valoradas aplicando la teoría de opciones financieras. Esta aplicación de la teoría de opciones financieras a proyectos de inversión no es novedosa en sí misma, ya que ha sido aplicada anteriormente por parte de numerosos autores. Las opciones reales más analizadas están habitualmente en manos del promotor del proyecto y consisten, por lo general, en ampliar o reducir la escala de producción, diferir la inversión o abandonar el proyecto.

Pero en el ámbito donde no se encuentran tantos trabajos de opciones reales es en el campo de los mercados regulados, y en particular en el análisis de los derechos que otorga la regulación, bien al promotor del proyecto o bien a la Administración. Es precisamente en el análisis de uno de estos mercados como es el de las energías renovables, donde reside la originalidad de esta tesis, puesto que se analizan y valoran las opciones reales que se encuentran contenidas en la regulación de dos países como son Francia y España.

La metodología de cálculo desarrollada en esta tesis demuestra la importancia que las opciones incluidas en los marcos normativos de cada país tienen sobre la valoración de proyectos. Hemos podido comprobar que estas opciones reales regulatorias dependen de cómo esté configurada dicha normativa, por lo

que son distintas en función de la tecnología, bien se trate de proyectos eólicos, fotovoltaicos, etc., y también en función de los países, es decir, pueden ser distintas en Francia y en España.

Para la realización del análisis del mercado de las energías renovables, se ha particularizado a tres tipos de tecnologías como son la eólica terrestre, la eólica marina y la solar fotovoltaica. Se ha desarrollado una metodología consistente, en primer lugar, en identificar las principales incertidumbres que intervienen en este tipo de proyectos como son el precio de la electricidad, y los índices de precios al consumo tanto en Francia como en España.

En segundo lugar, se han modelizado estas dos incertidumbres como un proceso estocástico de reversión a la media con tendencia y con saltos de Poisson. También se ha identificado, para los proyectos eólicos, la incertidumbre asociada con la producción de electricidad (ya que depende de un elemento aleatorio como es la meteorología) y se ha modelizado como un proceso estocástico de Weibull. En tercer lugar se han identificado las opciones reales. Para una adecuada valoración de los proyectos aplicando esta metodología, es necesario identificar y definir correctamente dichas opciones.

En cuarto lugar se ha desarrollado un modelo de simulación financiera para la obtención de los resultados del valor del VAN de cada uno de los proyectos, de las opciones reales contenidas y de las ayudas públicas. Para la obtención de un gran número de resultados, se ha aplicado el método de Montecarlo, utilizando el valor medio de los resultados obtenidos tras realizar la simulación. Después de valorar las opciones reales regulatorias, se puede comprobar cómo su valor puede variar desde cero, como es el caso de la energía fotovoltaica en España, hasta un valor superior al que tiene el propio VAN sin flexibilidad del proyecto, como es el caso de los tres proyectos analizados en Francia.

En quinto lugar se ha realizado un análisis de sensibilidad, para comprobar el efecto que sobre el valor de los proyectos tienen las diferentes incertidumbres analizadas, así como también sobre las ayudas públicas y sobre las opciones reales regulatorias. Del análisis de sensibilidad realizado para el caso de

Francia se observa que para los proyectos eólicos, como era de esperar, la variable precio de la tarifa, es la que más influencia tiene sobre el valor de los proyectos estudiados. El proyecto eólico terrestre, varía su valor del VAN ampliado de manera prácticamente lineal con la variación de la tarifa. Por su parte el proyecto eólico marino varía el valor del VAN ampliado más del doble que los valores de los cambios experimentados en la tarifa. Por su parte en el proyecto fotovoltaico, la variable que más influye en el valor del VAN ampliado del proyecto es la producción eléctrica subvencionada. En este caso, el valor del proyecto aumenta casi el triple que el cambio experimentado por la producción eléctrica subvencionada.

Para España, se observa que para el proyecto eólico terrestre, la variable que influye de manera más significativa sobre el valor del VAN ampliado es la tarifa regulada. En este caso, para cambios del 50% en esta variable, el valor del VAN ampliado aumenta más del doble (119%). En el proyecto eólico marino, las dos variables analizadas influyen de manera muy significativa, y son el precio de la prima y el límite superior. En ambos casos se ve que si descienden los valores de estas variables un 50%, el valor del VAN ampliado del proyecto puede llegar a perder un 111% y un 270% respectivamente. Por su parte para el proyecto fotovoltaico, se puede comprobar que la variable 'tarifa regulada' está muy sobredimensionada, puesto que el punto de equilibrio en el que el VAN ampliado se hace cero, se encuentra en un valor para la tarifa que es la quinta parte del valor de la tarifa oficial establecida.

Del análisis realizado en esta tesis, se ha podido comprobar que el marco regulatorio español es más favorable para los promotores de los proyectos que el marco regulatorio francés, en dos de los tres proyectos analizados, en concreto, en los proyectos de energía eólica terrestre y solar fotovoltaica. Esto significa que el desarrollo de estas tecnologías debería haber sido superior en España que en Francia, durante el periodo de años que han coincidido estando en vigor estas normativas, que va desde el año 2007 al 2009.

Si nos fijamos en la realidad de cada país, vemos que efectivamente se cumple que el desarrollo de estas tecnologías renovables ha sido muy superior en

España en relación a Francia. Por ejemplo en términos de producción, según Ragwitz et al (2011), en el año 2007 Francia produjo 12 GWh de energía solar fotovoltaica, y esta cantidad aumentó hasta 163 GWh en 2009. En este mismo período en España la producción solar fotovoltaica pasó de 1.000 GWh a 4.651 GWh. En cuanto a la energía eólica terrestre, Francia produjo 3.814 GWh en 2007 y 8.186 GWh en 2009, mientras que España la producción pasó de 28.070 GWh en 2007 a 38.977 GWh en 2009.

Por último, en relación a la energía eólica marina la producción fue inexistente tanto en Francia como en España, y no aumentó de 2007 a 2009, manteniéndose prácticamente nula en ambos países. Esto es coincidente con los resultados obtenidos en esta tesis, puesto que en los dos países se ha obtenido un valor negativo del VAN ampliado para el proyecto eólico marino, aunque en Francia ha sido menos negativo que en España.

Los resultados de la tesis en el proyecto de energía fotovoltaica, permiten entender el fuerte desarrollo de la fotovoltaica en España frente al desarrollo experimentado en Francia. Esto se puede ilustrar con las cifras de ayudas públicas que se han otorgado en ambos países para el proyecto estudiado. Así en el caso de España la energía solar fotovoltaica recibe ayudas por valor de 174,19 €/MWh con el RD 661/2007, mientras que con el RD 1578/2008 el valor de las ayudas, aún siendo muy alto, se reduce a 126,69 €/MWh. Mientras que en el caso de Francia este mismo proyecto de energía solar fotovoltaica ha obtenido ayudas por valor de 3,59 €/MWh. Esta gran diferencia como decimos nos ayuda a entender el diferente desarrollo experimentado por esta tecnología en ambos países.

También es de destacar el escaso desarrollo de la energía eólica marina en España y Francia durante el período 2007-2009, en comparación con otros países de la UE, a pesar de los apoyos públicos. Si bien es cierto que la Administración en Francia ha otorgado una cantidad importante de ayudas públicas a esta tecnología, por ejemplo, para el proyecto analizado, las ayudas públicas han sido de 14,72 €/MWh, se puede pensar que el nulo desarrollo durante el período 2007-2009 puede ser debido a la rentabilidad negativa

obtenida por los inversores en términos de VAN ampliado/Inversión, siendo esta ratio de -0,20 para el proyecto de energía eólica marina analizado.

Para el caso de España, el escenario es todavía peor, puesto que aunque las ayudas públicas suponen 29,93 €/MWh, el valor del VAN ampliado es aún más negativo que para Francia, suponiendo la ratio VAN ampliado/Inversión una rentabilidad negativa obtenida por los inversores de -0,27. Por este motivo se entiende el nulo interés que puede despertar un proyecto como el estudiado en esta tesis para los potenciales inversores.

En ambos países se puede pensar que los inversores en energía eólica han tenido preferencia por la eólica terrestre frente a la marina, puesto que aunque las ayudas públicas para el proyecto de energía eólica terrestre han sido muy inferiores en ambos países, con 6,76 €/MWh para España y 8,55 €/MWh para Francia, en cambio, la rentabilidad del proyecto para los inversores en términos de VAN ampliado/Inversión, ha sido muy superior, con valores de 0,49 para los dos países.

Uno de los principales factores a tener en cuenta por parte de los responsables políticos, es evitar los efectos negativos originados por situaciones de incertidumbre debida a cambios bruscos del marco regulatorio, puesto que estas situaciones alejan a los potenciales inversores en proyectos de este tipo, de aquellos países en que se dan estas situaciones. Como ejemplo se puede citar el caso español, donde la Administración se vio obligada a tener que derogar las dos normas analizadas en esta tesis de manera muy reciente en relación a la fecha de su promulgación. Se entiende que esta derogación ha obedecido a una lógica económica, motivada por no poder soportar la Administración las altas ayudas económicas derivadas de tal regulación. Se podría entender esta situación bajo la explicación de que estos casos se han originado debido al desconocimiento de los responsables políticos acerca de la magnitud de tales obligaciones económicas futuras.

La metodología aplicada en esta tesis, ayuda a la Administración a identificar las opciones reales aprobadas en la regulación. También les ayuda a valorar la

repercusión económica que tienen estas opciones reales, así como conocer el impacto económico que, sobre las arcas públicas, va a tener el fomento de cada una de las tecnologías de origen renovable. Al mismo tiempo, esta metodología permite a los inversores un mejor conocimiento de los proyectos de energía renovable, de sus fuentes de incertidumbre y de la dependencia que tienen estos proyectos de la acción regulatoria de la Administración.

Entre las líneas de investigación que pueden seguirse en el futuro a partir del trabajo de esta tesis, podemos destacar las siguientes:

1. Considerar la valoración de otros proyectos de energía eólica y fotovoltaica en Francia y en España, pero con características distintas a las de los proyectos que aquí se han analizado, y comprobar si se obtienen resultados en la misma dirección que los obtenidos en esta tesis, con lo que se podría comprobar si se ratifican o no las conclusiones aquí obtenidas.
2. Extender esta metodología de valoración de proyectos de energías renovables mediante opciones reales, a otros países y a otras tecnologías de generación renovable.
3. Otra línea de investigación consistiría en analizar el efecto que tiene la normativa sobre control de emisiones de CO₂ en el valor de las compañías contaminantes, aplicando la teoría de opciones reales. Para ello se pueden estudiar los casos de una compañía de transporte o de una compañía energética, y ver el efecto que tienen las opciones reales regulatorias contenidas en la normativa, sobre el valor de dicha compañía.

REFERENCIAS

1. Abadie, L.M. y Chamorro, J.M. (2005): "Valuation of Energy Investments as Real Options: The case of an Integrated Gasification Combined Cycle Power Plant". Working Paper, Universidad del País Vasco
2. Alonso, S., Vallelado, E. y Henriques, J.M. (2005): "La flexibilidad como creadora de valor. El caso de una explotación forestal en Portugal", Universidad de Valladolid
3. Alstad, R.M. y Foss, J.T. (2003): "Real Option Analysis of gas fired Power Plants". Norwegian University of Science and Technology, Department of Industrial Economics and Technology Management
4. Amran, M. y Kulatilaka, N. (2000): "Opciones Reales. Evaluación de inversiones en un mundo incierto". Barcelona, Gestión 2000
5. André, F.J., De Castro, L.M. y Cerdá, M. (2012): "Las energías renovables en el ámbito internacional". Cuadernos Económicos de ICE. Número 83. Junio 2012
6. Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent
7. Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000
8. Arrêté du 7 janvier 2013 modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000
9. Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre
10. Balibrea, J. y Monjas, M. (2015): "Assessment of Offshore Wind Energy Projects in Denmark. A Comparative Study With Onshore Projects Based on Regulatory Real Options". J. Sol. Energy Engineering 137(4), 041009 (Aug 01, 2015) (13 pages) Paper No: SOL-14-1063; doi: 10.1115/1.4030656
11. Balibrea, J., Sánchez, A. y Lara, A. (2015): "Application of Real Options Theory to the Assessment of Public Incentives for Onshore Wind Energy

- Development in Spain". International Journal of Energy Economics and Policy. Vol 5. Issue 3. 2015
12. Bhanot, K. (2000): "Behavior of power prices: implications for the valuation and hedging of financial contracts". Journal of Risk, 2:3, 43-62
 13. Bjerksund, P., y Ekern S. (1990): "Managing investment opportunities under price uncertainty: From last chance to wait and see strategies". Financial Management, vol. 19 (3), 65-83.
 14. Black, F. y Scholes, M. (1973): "The Pricing of Options and Corporate Liabilities". Journal of Political Economy, vol. 81, págs. 637-654.
 15. Bockman, T., Fleten, S.E., Juliussen, E., y Revdal, I., (2008): "Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects". European Journal of Operational Research 190 (1), 255–267.
 16. Boomsma, T.K., Meade, N., y Fleten, S.E. (2012): "Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach". European Journal of Operational Research, Elsevier
 17. Botterud, A. (2004): "Evaluation of investments in new power generation using dynamic and stochastic analysis". 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa.
 18. Botterud, A., Ilic, M.D., y Wangensteen, I. (2005): "Optimal investments in power generation under centralized and decentralized decision making". IEEE Transactions on Power Systems, 20(1), 254-263.
 19. Boyle, P.P., (1976): "Options: a Montecarlo approach". Journal of Financial Economics 4, pp. 323-338.
 20. Boyle, G., Guthrie, G., y Meade, R. (2006): "Real options and transmission investment: the New Zealand grid investment test". Discussion Paper, New Zealand Institute for the Study of Competition and Regulation (ISCR).
Access via UC Research Repository: <http://www.iscr.org.nz/n172.html>.
 21. Brennan, M., y Schwartz, E. (1985): "Evaluating natural resource investments". Journal of Business, 58(2), 135-157.
 22. Brealey, R., y Myers, S.C. (1991): "Principles of Corporate Finance". McGraw Hill – Irwin.

23. Bulan, L. T. (2005), "Irreversible Investment, Real Options, and Competition: Evidence from Real Estate Development," *Review of Financial Economics*, 14, (3-4), Pp.: 255-279.
24. Caminha, J.C., Marangon, J.W., Leite T., Unsihuay, C., y Zambroni de Souza, A.C. (2006): "Optimal Strategies for Investment in Generation of Electric Energy Through Real Options". X Symposium Of Specialists In Electric Operational And Expansion Planning (SEPOPE), Brazil.
25. Carr (1988): "The Valuation of Sequential Exchange Opportunities", *Journal of Finance* 43,5 (Dic.) Pp.: 1235-1256.
26. Carta, J.A., Ramírez, P., y Velázquez, S. (2009): "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. Case studies in the Canary Islands". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 933-955
27. Cerdá, E. (2012): "Energía obtenida a partir de biomasa". Cuadernos Económicos de ICE. Número 83. Junio 2012
28. Cerdá, E. y Del Río, P. (2015): "Different interpretations of the cost-effectiveness of renewable electricity support: Some analytical results". *Energy*, 90.
29. Chung y Charoenwong (1991): "Investment Options, Assets in Place, and the Risk of Stocks", *Financial Management* 20,2 (Otoño). Pp.: 21-33.
30. Ciarreta, A., Espinosa, M.P. y Pizarro-Irizar, C. (2012): "Efecto de la energía renovable en el mercado diario de electricidad. Escenario 2020". Cuadernos Económicos de ICE. Número 83. Junio 2012
31. Comisión Europea (1996): "Una Política Energética para la Unión Europea". Libro Blanco de la Comisión Europea.
32. Comisión Europea (2016): "Informe de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Informe de situación en materia de energías renovables".
33. Consejo Europeo (2002): "Decisión del Consejo de 25 de abril de 2002 relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre

el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo”

34. Cortazar, G., y Schwartz, E.S. (1993): “A Compound Option Model of Production and Intermediate Inventories”. *Journal of Business*, vol. 66, No 4.
35. Cox, J.C., Ross, S.A., y Rubinstein, M. (1979): “Option Pricing: A Simplified Approach”. *Journal of Financial Economics*, vol. 7, 229-263.
36. Davis, G.A. y Owens, B., (2003): “Optimizing the level of renewable electric R&D expenditures using real options analysis”. *Energy Policy* 31 (15), 1589–1608.
37. Del Río, P. (2010): “Analysing the interactions between renewable energy promotion and energy efficiency support schemes: The impact of different instruments and design elements”. *Energy Policy*. Volume 38. Issue 9. Pages 4978–4989. doi:10.1016/j.enpol.2010.04.003
38. Del Río, P. (2012): “Costes y diseño de los instrumentos de promoción de la electricidad renovable”. *Cuadernos Económicos de ICE*. Número 83. Junio 2012
39. Del Río, P. y Bleda, M. (2012): “Comparing the innovation effects of support schemes for renewable electricity technologies: A function of innovation approach”. *Energy Policy*. Volume 50. Pages 272–282. DOI:10.1016/j.enpol.2012.07.014
40. Del Río, P. y Burguillo, M. (2007): “Assessing the impact of renewable energy deployment on local sustainability: Towards a theoretical framework”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 12(5):1325-1344. DOI: 10.1016/j.rser.2007.03.004
41. Del Río, P., Calvo, A. e Iglesias, G. (2011): “Policies and design elements for the repowering of wind farms: A qualitative analysis of different options”. *Energy Policy*. Volume 39. Issue 4. Pages 1897–1908. DOI:10.1016/j.enpol.2010.12.035
42. Del Río, P. y Cerdá, E. (2014): “The policy implications of the different interpretations of the cost-effectiveness of renewable electricity support”. *Energy Policy*, Volume 64, 364-372. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.08.096.
43. Del Río, P. y Mir, P. (2012): “Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 16. Issue 8. Pages 5557–5566. DOI:10.1016/j.rser.2012.05.011

44. Del Río, P. y Mir, P. (2014): "Combinations of support instruments for renewable electricity in Europe: A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 40. Pages 287–295.
doi:10.1016/j.rser.2014.07.039
45. Del Río, P. y Linares, P. (2014): "Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Volume 35. Pages 42–56. DOI:10.1016/j.rser.2014.03.039
46. Del Río, P. y Tarancón, M. (2012): "Analysing the determinants of on-shore wind capacity additions in the EU: An econometric study". *Applied Energy*. Volume 95. Pages 12–21. DOI:10.1016/j.apenergy.2012.01.043.
47. Deng, S. (2000): "Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications: Mean-reversion with Jumps and Spikes". Working Papers Series of the Program on Workable Energy Regulation (POWER), University of California Energy Institute, PWP 073, February.
48. Detert, N. y Kotani, J. (2013): "Real options approach to renewable energy investments in Mongolia". *Energy Policy*, 56, pp. 136–150
49. Díaz, M. (2009): "Las energías renovables en el sistema eléctrico español". Tesis de Máster. ICAI. Universidad Pontificia Comillas.
50. Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad
51. Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables
52. Dixit, A. K. y Pindyck, R. S., (1995): "Investment under Uncertainty", Princeton University Press, Princeton.
53. Duffie, D., Pan, J., Singleton, K. (2000): "Transform analysis and asset pricing for affine jump-difusions". *Econometrica*, 68, 1343–1376.
54. Fernández, P. (2002): "Valoración de opciones: problemas y errores", *Bolsa de Madrid*, n.º 106, Febrero, págs. 33-37.

55. Fernandes B., Cunha J., y Ferreira P. (2011): "The use of real options approach in energy sector investments". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 4491-4497.
56. Fleten, SE. Maribu, KM., y Wangensteen, L. (2007): "Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty". *Energy*, Elsevier.
57. Frayer, J. y Uludere, N. Z. (2001): "What is worth? Applications of Real Options Theory to the Valuation of Generation Assets". *The Electricity Journal*, vol. 14, no. 8, pp 40-51.
58. Fuente, de la G. (1999): *Las opciones reales en la decisión de inversión. Propuesta y aplicación de un modelo de valoración al caso de una multinacional española*, Tesis Doctoral, Universidad de Valladolid.
59. Gollier, C; Proultb, D.;Thais, F., y Walgenwitz, G. (2005): "Choice of Nuclear Power Investments under price uncertainty: Valuing Modularity". *Energy Economics*,27, 668-685
60. González, J.M. (2013): "Fomento de las energías renovables en España. Lecciones aprendidas. Futuro". EOI. Escuela de Organización Industrial. <http://www.eoi.es/blogs/josemanuelgonzalezvazquez/2013>
61. Guerrero, R., Marrero, G.A. y Puch, L.A. (2012): "Economía de los biocombustibles líquidos". *Cuadernos Económicos de ICE*. Número 83. Junio 2012
62. Hedman, K.W., Gao, F., y Sheblé, G.B. (2005): "Overview of Transmission Expansion Planning Using Real Options Analysis". *Power Symposium, 2005 Proceedings of the 37th Annual North American*, 497-502.
63. Hedman, K.W., y Sheblé, G.B. (2006): "Comparing Hedging Methods for Wind Power: Using Pumped Storage Hydro Units vs. Options Purchasing". Paper presented at the 9th Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Sweden
64. Ingersoll J., y Ross S. (1992): "Waiting to Investment: Investment under Uncertainty". *Journal of Business*, 1-29.
65. Kensinger (1987): "Adding the Value of Active Management into the Capital Budgeting Equation", *Midland Corporate Finance Journal* 5, 1 (Primavera) Pp.: 31-42.

66. Kester, W. C., (1984): "Today's Options for Tomorrow's Growth". Harvard Business Review, nº 62, March-April, pp. 153-160.
67. Kjaerland, F. (2007): "A real option analysis of investments in hydropower- The case of Norway". Energy Policy, 2007, vol. 35, issue 11, pp. 5901-5908
68. Kjaerland, F. y Larsen, B. (2010): "The value of operational flexibility by adding thermal to hydropower: A real option approach". Journal of Applied Operational Research, 2 (1) (2010), pp. 43-61
69. Kost, C. Mayer, J., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., Nold, S., Lude, S., Saad, N., and Schlegl, T. (2013): "Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies". Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.
70. Kulatilaka (1988): "Valuing the Flexibility of Flexible Manufacturing Systems", IEEE Transactions in Engineering Management 35, 4. Pp.: 250-257.
71. Kulatilaka, N. (1993): "The value of flexibility: The case of a dual-fuel industrial stream boiler". Financial Management, vol. 22 (3), Pp.: 271-280.
72. Kulatilaka, N. y Trigeorgis, L. (1994), "The General Flexibility to Switch: Real Options Revisited," International Journal of Finance, Vol. 6, Pp.: 778-798.
73. Kollu, R., Rayapudi, S.R., Narasimham, S.V., y Pakkurthi, K.M. (2012): "Mixture probability distribution functions to model wind speed distributions". International Journal of Energy and Environmental Engineering, 3, 27.
74. Kumbaroglu, G., y Madlener, R. (2008): "A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies". Energy Economics, 2008 - Elsevier
75. Lamothe, P. y Otero, J. (2003): "Residual value guarantees in the aeronautical industry: a valuation approach based on real options". Documento de trabajo. Universidad Autónoma de Madrid.
76. Lamothe Fernández, P., Mascareñas Pérez-Iñigo, J.M., López Lubián, F. J., y De Luna, W. (2004): "Opciones reales y Valoración de Activos". Pearson Educación. ISBN: 84-205-4108-7.
77. Lamothe, P. y Méndez, M. (2006): "Valoración a través de una Opción Real Compuesta de un Parque Eólico con Riesgos Privados y de Mercado." Doctorado en Finanzas de Empresa. ISSN: 1698-8183. Documento de

Trabajo 0603. Departamento de Finanzas de Empresa. Universidad Autónoma de Madrid.

78. Lara, A. (2007): “Desarrollo de un modelo de valoración de concesiones de autopistas basado en la teoría de opciones reales. Validación mediante el análisis de series históricas de datos de concesiones en Servicio”. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid.
79. Laughton, D.G. y Jacoby, H.D. (1991): “A two-method solution to the investment timing option”. *Advances in Futures and Options Research*, vol 5., 71-87.
80. Labandeira, X., Linares, P. y Würzburg, K. (2012): “Energías renovables y cambio climático”. *Cuadernos Económicos de ICE*. Número 83. Junio 2012
81. Lee, S.C. y Shih, L.H. (2010): “Renewable energy policy evaluation using real option model: The case of Taiwan”. *Energy Economics*, 32 567–578
82. Lee, S.C. (2011): “Using real option analysis for highly uncertain technology investments: The case of wind energy technology”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (9), pp. 4443–4450
83. Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l’électricité
84. Luehrman, T.A., (1998a): “Strategy as a Portafolio of Real Options”. *Harvard Business Review*, n° 76, September-October, pp. 89-99.
85. Luehrman, T.A., (1998b): “Investment Opportunities as Real Options: Getting Started on the Numbers”. *Harvard Business Review*, n°76, July-August, pp. 51-67.
86. Majd, S. y Pindyck, R. (1987): “Time to build, option value, and investment decisions”, *Journal of Financial Economics*, 18, Pp.: 7-27.
87. Margrabe (1978): “The Value of an Option to Exchange One Asset for Another”. *Journal of Finance* 33, 1 (Mar.). Pp.: 349-360.
88. Markandya, A. (2012): “Externalities from electricity generation and renewable energy. Methodology and application in Europe and Spain”. *Cuadernos Económicos de ICE*. Número 83. Junio 2012
89. Martínez-Ceseña, E.A. y Mutale, J. (2011): “Application of an advanced real option approach for renewable energy generation projects planning”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (4) (2011), pp. 2087–2094

90. Martorell, O. y Rosselló (2005): "Valoración basada en opciones reales en las estrategias de crecimiento de las cadenas hoteleras." *Universidad de las Islas Baleares*.
91. Martzoukos, S. H., y Teplitz-Sembitzky, W. (1992), "Optimal Timing of Transmission Line Investments in the Face of Uncertain Demand: An Option Valuation Approach." *Energy Economics* 14, 3-10.
92. Mascareñas, J.M. (2001): "Metodología de la valoración de las empresas de internet", Harvard-Deusto Finanzas y Contabilidad, n.º 44, Noviembre-Diciembre, Pp.: 30-41.
93. McDonald, R. y Siegel, D. (1986): "The value of waiting to invest". *Quarterly Journal of Economics*, november, 707-727.
94. Menegaki, A. (2008): "Valuation for renewable energy: a comparative review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier
95. Merton, R. C. (1973): "Theory of Rational Option Pricing". *Bell Journal of Economics and Management Science*, vol. 4, pp. 141-183.
96. Mir, P. (2012): "La regulación fotovoltaica y solar termoeléctrica en España". *Cuadernos Económicos de ICE*. Número 83. Junio 2012
97. Mir, P., Cerdá, M. y Del Río, P. (2015): "Analyzing the impact of cost-containment mechanisms on the profitability of solar PV plants in Spain". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 46. DOI: 10.1016/j.rser.2015.02.005
98. Mir, P. y Del Río, P. (2014): "Combining tariffs, investment subsidies and soft loans in a renewable electricity deployment policy". *Energy Policy*. Volume 69. Pages 430–442. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.01.040
99. Monjas, M. y Balibrea, J. (2013): "Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options". *Energy Policy* 55, Elsevier, pp. 335-352
100. Monjas, M. y Balibrea, J. (2014): "A valuation of wind power projects in Germany using real regulatory options". *Energy*, Elsevier. DOI: 10.1016/j.energy.2014.09.027

101. Morck, R., Schwartz, E., Stangeland, D. (1989): "The Valuation of Forestry Resources under Stochastic Prices and Inventories". *Journal of Financial and Quantitative Analysis*. Vol. 24, No. 4. December.
102. Murto P. y Nesse. G (2002): "Input Price Risk and Optimal Timing of Energy Investment: Choice Between Fossil and Biofuels". Working Paper 25702. Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen
103. Murto, P. (2003): "Timing of Investment under Technological and Revenue Related Uncertainties". Systems Analysis Laboratory Research, Reports E11, Helsinki University of Technology, 2003, 1-3.
104. Murto, P. (2004), "Exit in Duopoly Under Uncertainty," *RAND Journal of Economics* 35 (1), Pp.: 111-127.
105. Myers, S. (1977): "Determinants of Corporate Borrowing". *Journal of Financial Economics*, 5, 147-175.
106. Myers, S. y Majd, S. (1983): "Calculating abandonment value using option pricing theory", *Working paper, Sloan School of Management, MIT*, 1983. Traducido al castellano por Cuadernos Económicos de I.C.E. 1986/1, Pp.: 153- 169.
107. Näsäkkälä, E. y Fleten, S-E. (2005): "Flexibility and Technology Choice in Gas Fired Power Plant Investments". *Review of Financial Economics* 14 (3-4), 371-393.
108. Ortega, M., Del Río, P., Ruiz, P. y Thiel, C. (2015): "Employment effects of renewable electricity deployment. A novel methodology". *Energy*. Vol. 91. 940–951. DOI:10.1016/j.energy.2015.08.061.
109. Ortega, M., Del Río, P. y Montero, E. (2013): "Assessing the benefits and costs of renewable electricity. The Spanish case". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 27. Pages 294–304. DOI:10.1016/j.rser.2013.06.012
110. Paddock, J., Siegel, D. y Smith, J. (1988): Option valuation of claims on real assets: The case of offshore petroleum leases". *Quarterly Journal of Economics*, vol. 103, Agosto, 479-508.

111. Pindyck, R.S. (1988): "Irreversible Investment, Capacity Choice, and the Value of the Firm". American Economic Review 78, 5 (Dic.), 969-985.
112. Piñeiro, D. y León, Á. (2004): "Pharmamar: una aplicación de la teoría de opciones reales a la valoración de empresas farmacéuticas", Bolsa de Madrid, nº133, Pp.: 66-68.
113. Ragwitz, M., Winkel T., Rathmann, M., Steinhilber, S., Winkler, J., Resch, G., Panzer, C., Busch, S. y Konstantinaviciute, I. (2011): "Renewable Energy Policy Country Profiles. 2011 version". Intelligent Energy Europe project. ECOFYS, FRAUNHOFER ISI, EEG, LITHUANIAN ENERGY INSTITUTE.
114. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
115. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
116. Reuter W.H., Szolgayová J., Fuss S., y Obersteiner M. (2012-a): "Renewable energy investment: Policy and market impacts". Applied Energy 97, 249-254.
117. Reuter, W.H., Fuss, S., Szolgayová, J. y M. Obersteiner (2012-b): "Investment in wind power and pumped storage in a real options model". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16 (4), pp. 2242–2248
118. Rothwell, G. (2006): "A Real Options Approach to Evaluating New Nuclear Power Plants". The Energy Journal; Vol 27, No1 pp 37-53.
119. Rubio, G. y Lamothe, P. (2006): "Real option in biotechnological firms valuation. An empirical analysis of European firms. 2006". Journal of Technology Management & Innovation, 2006, Vol. 1, No. 2. Universidad de Talca
120. Sáenz, G. (2006): "La regulación, clave para el desarrollo de las energías renovables". Documento de trabajo. Universidad Autónoma de Madrid.

121. San Miguel, G., Del Río, P. y Hernández, F. (2010): "An update of Spanish renewable energy policy and achievements in a low carbon context". *J. Renewable Sustainable Energy* 2, 031007 (2010). DOI: <http://dx.doi.org/10.1063/1.3301904>
122. Sarkar, S. (2000), "On the Investment - Uncertainty Relationship in a Real Options Model," *Journal of Economics Dynamics & Control*, Vol 24, Pp.: 219-225.
123. Saphores, J.D., Gravel, E., y Bernard, J.T. (2002): "Regulation and investment under uncertainty: An application to power grid interconnection". *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 25 (2), 169-186
124. Sekar, R. C. (2005): "Carbon Dioxide Capture from Coal-Fired Power Plants: A Real Options Analysis". MIT, LFEE 2005-002 RP, 63-65.
125. Sharpe, W.F. (1963): "A Simplified Model for Portfolio Analysis". *Management Science* (January), 277-293.
126. Siddiqui, A.S. y Marnay, C. (2007): "Real options valuation of US federal renewable energy research, development, demonstration, and deployment". *Energy policy*
127. Siddiqui, AS. y C. Marnay (2008): "Distributed generation Investment by a Microgrid under Uncertainty ". *Energy*, 33 (12), 1729-1737. DOI: 10.1016/j.energy.2008.08.011
128. Siddiqui, A., y Fleten, S.E. (2010): "How to Proceed with Competing Alternative Energy Technologies: a Real Options Analysis". *Energy Economics*, 32 (4), 817-830. doi:10.1016/j.eneco.2009.12.007
129. Smit, H. T. (1997): "Investment analysis of offshore concessions in the Netherlands". *Financial Management*, vol. 26 (2), 5-17.
130. Titman, S. (1985): "Urban land prices under uncertainty". *American Economic Review*, vol. 75, nº 3, Pp. 505-514.
131. Tourinho, O. (1979): "The option value of reserves of natural resources". Working paper nº 94, Institute of Business and Economics Research, University of California, Berkeley.
132. Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), publicado el 30 de marzo de 2010 en el Diario Oficial de la Unión Europea

133. Trigeorgis, L. (1988): "A Conceptual Options Framework for Capital Budgeting". *Advances in Futures and Options Research*, Vol. 3, 145-167.
134. Trigeorgis, L. y Mason, S.P. (1987), "Valuing Managerial Flexibility," *Midland Corporate Finance Journal*, Vol. 5, Pp.: 14-21.
135. Trigeorgis, L. (1990), "A Real Options Application in Natural Resource Investments," *Advances in Futures and Options Research*, Vol. 4, Pp.: 153-164.
136. Trigeorgis, L. (1991): "A Log-Transformed Binomial Numerical Analysis Method for Valuing Complex Multi-Option Investments". *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, vol. 26 (3), Pp. 309-326.
137. Trigeorgis, L. (1993), "Real Options and Interactions With Financial Flexibility, Financial Management", *ABI/INFORM Global*, Vol. 22, 3; Pp.: 202-224.
138. Trigeorgis, L., (1996), *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*, MIT Press.
139. Trigeorgis, L. (2005), "Making Use of Real Options Simple: An Overview and Applications in Flexible / Modular Decision Making", *The Engineering Economics*, 50, 25-53. XII ERIAC - Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ Foz do Iguazú-Pr, Brasil - 20 a 24 de mayo de 2007 8 C1.01_Pringles_01
140. Venetsanos, K., Angelopoulou, P. y Tsoutsos, T. (2002): "Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment". *Energy Policy*; 30(4): 293–307.
141. Vera, B. (2012): "Economía de las energías eólicas". Cuadernos Económicos de ICE. Número 83. Junio 2012
142. Vonnegut, A. (2000), "Real Option Theories and Investment in Emerging Economies", *Emerging Markets Review*, Vol. 1, Pp.: 82-100.
143. Wang (2003): "Analysis of Real Options in Hydropower Construction Projects: A Case Study in China". *Massachusetts Institute of Technology*, Master Thesis.
144. Wijnia, Y.C., y Herder, P.M. (2005): "Options for real options: dealing with uncertainty in investment decisions for electricity networks". *IEEE*

International Conference on Systems, Man and Cybernetics, Vol. 4, 3682-3688.

145. Williams, J. (1991), "Real Estate Development as an Option," *Journal of Real Estate Finance and Economics*, Vol. 4, Pp.: 191-208.
146. Yábar, A. (2005): "Emisiones del transporte y política autonómica de mitigación. Un caso de estudio: Andalucía". Instituto Universitario de Ciencias Ambientales. Universidad Complutense de Madrid
147. Yábar, A. (2007): "Cambio climático: planteamientos y análisis desde una perspectiva multidisciplinar". Instituto Universitario de Ciencias Ambientales. Universidad Complutense de Madrid
148. Zambujal, J. (2013): "Investments in combined cycle natural gas-fired systems: A real options analysis". *Electric Power & Energy Systems*, 49, pp. 1–7.

Páginas web consultadas para la obtención de datos:

- <http://www.europarl.europa.eu>
- <http://www.minambiente.gov.co>
- https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress/kyoto_1_en
- <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/eoliennes-terrestres>
- <http://www.investing.com>
- www.epexspot.com
- www.es.global-rates.com
- www.omie.es
- www.opex-energy.com/fotovoltaica/mantenimiento_fotovoltaico.html
- www.solargis.info
- www.ree.org
- www.unef.es
- http://www.photovoltaique.info/IMG/png/graphique_v9_20150327.png

ANEXO I:

Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

Titre I - Le service public de l'électricité

Article 1^{er} - Le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Le service public de l'électricité est organisé, chacun pour ce qui le concerne, par l'Etat et les communes ou leurs établissements publics de coopération.

Article 2 - Selon les principes et conditions énoncés à l'article 1er, le service public de l'électricité assure le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, le développement et l'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ainsi que la fourniture d'électricité, dans les conditions définies ci-après.

I. - La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité vise :

1° A réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;

2° A garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Les producteurs, et notamment Electricité de France, contribuent à la réalisation de ces objectifs. Les charges qui en découlent, notamment celles résultant des articles 8 et 10, font l'objet d'une compensation intégrale dans les conditions prévues au I de l'article 5.

II. - La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer :

1° La desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ;

2° Le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Sont chargés de cette mission Électricité de France, en sa qualité de gestionnaire du réseau public de transport et de réseaux publics de distribution, les autorités concédantes de la distribution publique d'électricité agissant dans le cadre de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, et, dans leur zone de desserte exclusive, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, en leur qualité de gestionnaires de réseaux publics de distribution, ainsi que les collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité les ayant constitués. Ils accomplissent cette mission conformément aux dispositions des titres III et IV de la présente loi et, s'agissant des réseaux publics de distribution, aux cahiers des charges des concessions ou aux règlements de service des régies mentionnés à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Les charges résultant strictement de cette mission font l'objet d'une compensation intégrale dans les conditions prévues au II de l'article 5 en matière d'exploitation des réseaux.

III. - La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire :

1° La fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles au sens de l'article 22 de la présente loi, en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs, de la garantie de maintien temporaire de la fourniture d'électricité instituée par l'article 43-5 de la loi n° 88-1088 du 1er décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité par l'article 43-6 de la même loi, et en favorisant la maîtrise de la demande d'électricité. Cette fourniture d'électricité s'effectue par le raccordement aux réseaux publics ou, le cas échéant, par la mise en oeuvre des installations de production d'électricité de proximité mentionnées à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales.

Pour garantir le droit à l'électricité, la mission d'aide à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité mentionnée ci-dessus est élargie pour permettre à ces personnes de bénéficier, en fonction de leur situation particulière et pour une durée adaptée, du dispositif prévu aux articles 43-5 et 43-6 de la loi n° 88-1088 du 1er décembre 1988 précitée.

Un décret définit les modalités de cette aide, notamment les critères nationaux d'attribution à respecter par les conventions départementales en fonction des revenus et des besoins effectifs des familles et des personnes visées à l'article 43-5 de la loi n° 88-1088 du 1er décembre 1988 précitée ;

2° Une fourniture d'électricité de secours aux producteurs ou aux clients éligibles raccordés aux réseaux publics, lorsqu'ils en font la demande. Cette fourniture de secours vise exclusivement à pallier des défaillances imprévues de fournitures et n'a pas pour objet de compléter une offre de fourniture partielle ;

3° La fourniture électrique à tout client éligible lorsque ce dernier ne trouve aucun fournisseur.

Electricité de France ainsi que, dans le cadre de leur objet légal et dans leur zone de desserte exclusive, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée :

- sont les organismes en charge de la mission mentionnée au 1° du présent paragraphe, qu'ils accomplissent conformément aux dispositions des cahiers des charges de concession ou aux

règlements de service des régies mentionnés à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales ; les charges résultant de la mission de cohésion sociale sont réparties entre les organismes de distribution dans les conditions prévues au II de l'article 5 de la présente loi ;

- assurent la mission mentionnée au 2° du présent paragraphe, sous réserve pour les distributeurs non nationalisés de disposer des capacités de production nécessaires, en concluant des contrats de secours dont les conditions financières garantissent la couverture de la totalité des coûts qu'ils supportent ;

- exécutent la mission mentionnée au 3° du présent paragraphe en concluant des contrats de vente, dans la limite de leurs capacités de fourniture et dans des conditions financières qui tiennent notamment compte de la faible utilisation des installations de production mobilisées pour cette fourniture.

Dans le cadre des missions mentionnées aux 2° et 3° du présent paragraphe, lorsque la fourniture est effectuée à partir du réseau de distribution, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés accomplissent cette mission conformément aux dispositions des cahiers des charges de concession ou des règlements de service des régies mentionnés à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Article 3 - Le Gouvernement prend les mesures nécessaires à la mise en oeuvre des missions du service public de l'électricité prévues par la présente loi.

Le ministre chargé de l'énergie, le ministre chargé de l'économie, les autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, les collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et la Commission de régulation de l'électricité définie à l'article 28 de la présente loi veillent, chacun en ce qui le concerne, au bon accomplissement de ces missions et au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, le Conseil de la concurrence, les commissions départementales d'organisation et de modernisation des services publics mentionnées à l'article 28 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire, et les conférences régionales de l'aménagement et du développement du territoire instituées par l'article 34 ter de la loi no 83-8 du 7 janvier 1983 relative à la répartition de compétences entre les communes, les départements, les régions et l'Etat concourent à l'exercice des missions incombant aux personnes mentionnées à l'alinéa précédent et à la Commission de régulation de l'électricité.

A cet effet, les organismes en charge de la distribution publique d'électricité adressent à la commission départementale d'organisation et de modernisation des services publics et au comité régional de distribution ainsi qu'à la Commission de régulation de l'électricité un rapport annuel d'activité portant sur l'exécution des missions de service public dont ils ont la charge. La commission départementale et le comité régional sont également saisis de toute question relative aux missions définies au 1° du II et au 1° du III de l'article 2 de la présente loi. Ils peuvent formuler, auprès du ministre chargé de l'énergie, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et de la Commission de régulation de l'électricité, tout avis ou proposition dans les domaines précités, destiné à améliorer le service public de l'électricité.

Dans le cadre de l'élaboration du schéma régional d'aménagement et de développement du territoire, la conférence régionale de l'aménagement et du développement du territoire est consultée sur la planification des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité d'intérêt régional et le développement de la production décentralisée d'électricité. Elle peut formuler, auprès du ministre chargé de l'énergie, de la Commission de régulation de l'électricité ainsi que, pour ce qui concerne la production décentralisée d'électricité, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, tout avis ou proposition dans les domaines précités.

Un Observatoire national du service public de l'électricité est créé auprès du Conseil économique et social, en vue d'examiner les conditions de mise en oeuvre du service public. Il peut émettre des avis sur toute question de sa compétence et formuler des propositions motivées qui sont rendues publiques.

Il est composé de représentants de chacun des types de clients, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, des organisations syndicales représentatives, d'Electricité de France et des autres opérateurs du secteur de l'électricité, des associations intervenant dans le domaine économique et social et d'élus locaux et nationaux.

Il est doté des moyens utiles à l'accomplissement de ses missions.

Un décret fixe la composition et le fonctionnement de cet observatoire.

Dans chaque région, un observatoire régional du service public de l'électricité est créé auprès des conseils économiques et sociaux. Cet observatoire examine les conditions de mise en oeuvre du service public et transmet ses avis et remarques au préfet de région, au conseil régional et au Conseil supérieur de l'électricité et du gaz.

Il est composé de représentants de chacun des types de clients, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, des organisations syndicales représentatives, d'Electricité de France et des autres opérateurs du secteur de l'électricité et d'élus locaux et territoriaux.

Les fonctions de membre d'un observatoire visé au présent article ne donnent lieu à aucune rémunération.

Un décret fixe la composition et le fonctionnement des observatoires.

Article 4 - I. - Les dispositions du deuxième alinéa de l'article 1er de l'ordonnance n° 86-1243 du 1er décembre 1986 relative à la liberté des prix et de la concurrence s'appliquent aux tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, aux tarifs du secours mentionné au 2° du III de l'article 2 de la présente loi et aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution.

Ces mêmes dispositions s'appliquent aux plafonds de prix qui peuvent être fixés pour la fourniture d'électricité aux clients éligibles dans les zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Les tarifs aux usagers domestiques tiennent compte, pour les usagers dont les revenus du foyer sont, au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond, du caractère indispensable de l'électricité en instaurant pour une tranche de leur consommation une tarification spéciale « produit de première nécessité ». Un décret précise les conditions d'application du présent alinéa dans le cadre des dispositions de l'article 43-6 de la loi n° 88-1088 du 1er décembre 1988 précitée.

II. - Les tarifs mentionnés au premier alinéa du I du présent article sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures ; les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution applicables aux utilisateurs sont calculés de manière non discriminatoire à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux.

Figurent notamment parmi ces coûts les surcoûts de recherche et de développement nécessaires à l'accroissement des capacités de transport des lignes électriques, en particulier de celles destinées à l'interconnexion avec les pays voisins et à l'amélioration de leur insertion esthétique dans l'environnement.

Matérialisant le principe de gestion du service public aux meilleures conditions de coûts et de prix mentionné à l'article 1er, les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par Electricité de France et par les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, en y intégrant notamment les dépenses de développement du service public pour ces usagers et en proscrivant les subventions en faveur des clients éligibles.

Les tarifs du secours mentionné au 2° du III de l'article 2 de la présente loi ne peuvent être inférieurs au coût de revient.

III. - Dans le respect de la réglementation mentionnée au I du présent article, les décisions sur les tarifs et plafonds de prix sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, et sur son avis pour les autres tarifs et les plafonds de prix. Les propositions et avis de la Commission de régulation de l'électricité, visés au présent article, sont motivés. Lorsqu'ils prennent les décisions sur les tarifs et plafonds de prix visés au présent article, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie procèdent à la publication des propositions et avis de la commission.

Pour l'accomplissement de cette mission, les avis de la Commission de régulation de l'électricité sont fondés sur l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité générale des opérateurs.

Article 5 - I. - Les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité sont intégralement compensées.

Ces charges comprennent :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, des contrats consécutifs aux appels d'offres ou à la mise en oeuvre de l'obligation d'achat, mentionnés aux articles 8 et 10, par rapport aux coûts

d'investissement et d'exploitation évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, qui seraient concernés ;

2° Les surcoûts de production, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles ou par les éventuels plafonds de prix prévus par le I de l'article 4.

Ces charges sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent. Cette comptabilité est contrôlée à leurs frais par un organisme indépendant agréé par la Commission de régulation de l'électricité. Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent le montant des charges sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité.

La compensation de ces charges est assurée par un fonds du service public de la production d'électricité, dont la gestion comptable et financière est assurée par la Caisse des dépôts et consignations dans un compte spécifique. Les frais de gestion exposés par la caisse sont imputés sur le fonds.

Le fonds est alimenté par des contributions dues par les producteurs ou leurs filiales par les fournisseurs visés au II de l'article 22 et par les organismes de distribution, lorsque ces différents opérateurs livrent à des clients finals installés sur le territoire national, par les producteurs d'électricité produisant pour leur propre usage au-delà d'une quantité d'électricité produite annuellement et fixée par décret, ainsi que par les clients finals importateurs d'électricité ou qui effectuent des acquisitions intracommunautaires d'électricité. Les installations de production d'électricité d'une puissance installée par site de production inférieure ou égale à 4,5 mégawatts sont dispensées de contribution au fonds.

Le montant des contributions supportées par les redevables mentionnés ci-dessus est calculé au prorata du nombre de kilowattheures livrés à des clients finals établis sur le territoire national ou produits par les producteurs pour leur propre usage au-delà de la quantité mentionnée à l'alinéa précédent. Les charges visées aux 1o et 2o supportées directement par les redevables sont déduites du montant de leurs contributions brutes ; seules sont versées au fonds les contributions nettes.

Le fonds verse aux opérateurs qui supportent les charges visées aux 1° et 2° ci-dessus une contribution financière nette destinée à couvrir ces charges. Le montant des contributions nettes que les redevables et les opérateurs versent ou reçoivent est arrêté par les ministres chargés de l'économie, du budget et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité.

Les contributions sont recouvrées par la Caisse des dépôts et consignations selon les modalités prévues pour les créances de cet établissement. Lorsque le montant des contributions ne correspond pas au montant des charges de l'année, la régularisation intervient l'année suivante. Si les sommes dues ne sont pas recouvrées dans un délai d'un an, elles sont imputées sur le fonds au cours de l'année suivante. Les frais de gestion justifiés par la caisse sont arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie et sont imputés sur le fonds.

La Commission de régulation de l'électricité évalue chaque année dans son rapport annuel le fonctionnement du fonds du service public de la production d'électricité.

II. - Dans le cadre du monopole de distribution, les charges qui découlent des missions mentionnées au II de l'article 2 en matière d'exploitation des réseaux publics et au 1° du III de l'article 2 en matière de cohésion sociale sont réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité institué par l'article 33 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée.

Ces charges comprennent :

1° Tout ou partie des coûts supportés par les organismes de distribution et qui, en raison des particularités des réseaux publics de distribution qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs de vente aux clients non éligibles et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution ;

2° La participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité ;

3° Pour assurer la présence du service public de l'électricité, la participation à l'aménagement du territoire par la mise en oeuvre de moyens appropriés dans les zones définies à l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire.

III. - En cas de défaillance de paiement par un redevable des contributions prévues au I ou au II ci-dessus, le ministre chargé de l'énergie prononce une sanction administrative dans les conditions prévues par l'article 41 de la présente loi.

IV. - Des décrets en Conseil d'Etat précisent les modalités d'application du présent article.

Titre II - La production d'électricité

Article 6 - I. - Avant le 31 décembre 2002, une loi d'orientation sur l'énergie exposera les lignes directrices de la programmation pluriannuelle des investissements de production.

Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. Le premier de ces rapports est présenté dans l'année qui suit la promulgation de la présente loi.

Pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, par le gestionnaire du réseau public de transport. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers.

II. - Dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements, les nouvelles installations de production sont exploitées par toute personne, sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, dès lors que cette personne est titulaire d'une autorisation d'exploiter obtenue selon la procédure prévue à l'article 7, le cas échéant au terme d'un appel d'offres tel que prévu à l'article 8.

Toutefois, les installations dont la puissance installée par site de production est inférieure ou égale à 4,5 mégawatts sont réputées autorisées sur simple déclaration préalable adressée au ministre chargé de l'énergie, qui en vérifie la conformité avec les dispositions de la présente loi.

Sont également considérées comme nouvelles installations de production au sens du présent article les installations qui remplacent une installation existante ou en augmentent la puissance installée d'au moins 10 % ainsi que les installations dont la source d'énergie primaire change. Pour les installations dont la puissance installée augmente de moins de 10 %, une déclaration est faite par l'exploitant auprès du ministre chargé de l'énergie.

III. - En cas de crise grave sur le marché de l'énergie, de menace pour la sécurité ou la sûreté des réseaux et installations électriques, ou de risque pour la sécurité des personnes, des mesures temporaires de sauvegarde peuvent être prises par le ministre chargé de l'énergie, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations, sans que ces mesures puissent faire l'objet d'une indemnisation.

Article 7 - I. - L'autorisation d'exploiter est délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

L'autorisation est nominative et incessible. En cas de changement d'exploitant, l'autorisation ne peut être transférée au nouvel exploitant que par décision du ministre chargé de l'énergie.

Lors du dépôt d'une demande d'autorisation d'exploiter une nouvelle installation de production, le ministre chargé de l'énergie en rend publiques les principales caractéristiques en termes de capacité de production, de source d'énergie primaire, de technique de production et de localisation afin d'assurer une parfaite transparence dans la mise en oeuvre de la programmation pluriannuelle des investissements.

II. - Les titres administratifs délivrés en application de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique valent autorisation au sens de la présente loi.

III. - Les installations existantes, régulièrement établies à la date de publication de la présente loi, sont réputées autorisées au titre du présent article.

IV. - Les producteurs autorisés au titre du présent article sont réputés autorisés à consommer l'électricité ainsi produite pour leur propre usage sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales.

Article 8 - Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres, après avis du gestionnaire du réseau public de transport et, le cas échéant, de chaque gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

Le ministre chargé de l'énergie définit les conditions de l'appel d'offres que met en oeuvre la Commission de régulation de l'électricité sur la base d'un cahier des charges détaillé. Sont notamment précisées les caractéristiques énergétiques, techniques, économiques, financières, l'utilisation attendue et la région d'implantation de l'installation de production objet de l'appel d'offres.

Peut participer à un appel d'offres toute personne, sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, exploitant ou désirant construire et exploiter une unité de production, installée sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire de tout autre Etat.

Après avoir recueilli l'avis motivé de la Commission de régulation de l'électricité, le ministre chargé de l'énergie désigne le ou les candidats retenus à la suite d'un appel d'offres. Lorsqu'il prend sa décision, le ministre procède à la publication de l'avis de la commission. Il délivre les autorisations prévues à l'article 7. Il a la faculté de ne pas donner suite à l'appel d'offres.

Lorsqu'ils ne sont pas retenus, Electricité de France et, dans le cadre de leur objet légal dès lors que les installations de production sont raccordées à leur réseau de distribution, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont tenus de conclure dans les conditions fixées par l'appel d'offres, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres.

Electricité de France ou, le cas échéant, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée concernés préservent la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont le service qui négocie et qui conclut le contrat d'achat d'électricité a connaissance dans l'accomplissement de ses missions

et dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste de ces informations est déterminée par décret en Conseil d'Etat. Est puni de 100 000 F d'amende la révélation à toute personne étrangère au service qui négocie et qui conclut le contrat d'achat d'une des informations précitées par une personne qui en est dépositaire soit par état ou par profession, soit en raison d'une fonction ou d'une mission temporaire.

Article 9 - I. - Les critères d'octroi de l'autorisation mentionnée à l'article 7 portent sur :

- la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, des installations et des équipements associés ;
- la nature des sources d'énergie primaire ;
- le choix des sites, l'occupation des sols et l'utilisation du domaine public ;
- l'efficacité énergétique ;
- les capacités techniques, économiques et financières du candidat ou du demandeur ;
- la compatibilité avec les principes et les missions de service public, notamment les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements et la protection de l'environnement ;
- le respect de la législation sociale en vigueur. Les mêmes critères servent à l'élaboration des cahiers des charges des appels d'offres mentionnés à l'article 8.

L'octroi d'une autorisation au titre de la présente loi ne dispense pas son bénéficiaire d'obtenir les titres requis par d'autres législations.

II. - Des décrets en Conseil d'Etat fixent les modalités d'application des articles 6 à 9.

Article 10 - Sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, Electricité de France et, dans le cadre de leur objet légal et dès lors que les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution qu'ils exploitent, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par :

1° Les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14 du code général des collectivités territoriales ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ; dans ce dernier cas, la puissance installée de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer ;

2° Les installations dont la puissance installée par site de production n'excède pas 12 mégawatts qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en oeuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, lorsque ces installations ne peuvent trouver des clients éligibles dans des conditions économiques raisonnables au regard du degré d'ouverture du marché national de l'électricité. Un décret en Conseil d'Etat fixe, par catégorie d'installations, les limites de puissance installée par site de production des installations qui peuvent

bénéficier de cette obligation d'achat. Ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité.

Un décret précise les obligations qui s'imposent aux producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, ainsi que les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'électricité, les conditions d'achat de l'électricité ainsi produite.

Sous réserve du maintien des contrats en cours et des dispositions de l'article 50, l'obligation de conclure un contrat d'achat prévu au présent article peut être partiellement ou totalement suspendue par décret, pour une durée qui ne peut excéder dix ans, si cette obligation ne répond plus aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements.

Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs. Les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées au I de l'article 5.

Par ailleurs, le ministre chargé de l'énergie peut, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, ordonner que les installations de production existantes à la date de publication de la présente loi utilisant du charbon indigène comme énergie primaire soient appelées en priorité par le service gestionnaire du réseau public de transport dans une proportion n'excédant pas, au cours d'une année civile, 10 % de la quantité totale d'énergie primaire nécessaire pour produire l'électricité consommée en France.

Les surcoûts éventuels qui en découlent sont supportés par le fonds du service public de la production d'électricité créé par l'article 5.

L'Observatoire national du service public de l'électricité est tenu informé des conditions d'application du présent article.

Article 11 - I. - Le chapitre IV du titre II du livre II de la deuxième partie du code général des collectivités territoriales est complété par une section 6 intitulée : « Distribution et production d'électricité », dans laquelle sont insérés deux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 ainsi rédigés :

« Art. L. 2224-32. - Sous réserve de l'autorisation prévue à l'article 7 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée et dans la mesure où l'électricité produite n'est pas destinée à l'alimentation de clients éligibles, les communes, sur leur territoire, et les établissements publics de coopération, sur le territoire des communes qui en sont membres, peuvent, outre les possibilités ouvertes par les douzième et treizième alinéas de l'article 8 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, aménager et exploiter dans les conditions prévues par le présent code toute nouvelle installation hydroélectrique d'une puissance maximale de 8 000 kVA (puissance maximale des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément), toute nouvelle installation utilisant les autres énergies renouvelables, toute nouvelle installation de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14, ou toute nouvelle installation de cogénération ou de récupération d'énergie provenant d'installations visant l'alimentation d'un réseau de chaleur dans les conditions fixées par le dixième alinéa (6°) de l'article 8 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée lorsque ces nouvelles installations se traduisent par une économie d'énergie et une réduction des pollutions atmosphériques.

« Les dispositions de l'alinéa précédent s'appliquent sans préjudice du maintien des activités de production existantes à la date de publication de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, en application notamment de l'article 23 de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

« Pour les installations mentionnées au présent article entrant dans le champ d'application de l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, les communes et les établissements publics de coopération dont elles sont membres bénéficient, à leur demande, de l'obligation d'achat de l'électricité produite dans les conditions prévues à cet article.

« Art. L. 2224-33. - Dans le cadre de la distribution publique d'électricité, et sous réserve de l'autorisation prévue à l'article 7 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, les autorités concédantes de la distribution d'électricité visées au I de l'article L. 2224-31 peuvent aménager, exploiter directement ou faire exploiter par leur concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à un seuil fixé par décret, lorsque cette installation est de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de leur compétence. »

II. - Sous réserve de l'autorisation prévue à l'article 7 de la présente loi, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, dès lors qu'ils sont dotés de la personnalité morale et de l'autonomie financière, peuvent exploiter des installations de production d'électricité pour satisfaire les besoins des clients situés dans leur zone de desserte exclusive, y compris les clients éligibles.

Titre III – Le transport et la distribution d'électricité

Chapitre I - Le transport d'électricité

Article 12 - Au sein d'Électricité de France, le service gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions dans des conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat, après avis de la Commission de régulation de l'électricité.

Le gestionnaire du réseau public de transport est indépendant sur le plan de la gestion des autres activités d'Electricité de France.

Pour la désignation de son directeur, le président d'Electricité de France propose trois candidats au ministre chargé de l'énergie. Celui-ci nomme un de ces candidats au poste de directeur pour six ans, après avis de la Commission de régulation de l'électricité. Il ne peut être mis fin de manière anticipée aux fonctions de directeur que, dans l'intérêt du service, par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis motivé de la Commission de régulation de l'électricité transmis au ministre et notifié à l'intéressé. Le directeur du gestionnaire du réseau public de transport rend compte des activités de celui-ci devant la Commission de régulation de l'électricité. Il veille au caractère non discriminatoire des décisions prises pour l'exécution des missions prévues aux articles 2, 14, 15 et 23.

Le directeur du gestionnaire du réseau public de transport ne peut être membre du conseil d'administration d'Electricité de France.

Il est consulté préalablement à toute décision touchant la carrière d'un agent affecté au gestionnaire du réseau public de transport. Les agents affectés au gestionnaire du réseau public de transport ne peuvent recevoir d'instructions que du directeur ou d'un agent placé sous son autorité.

Au sein d'Electricité de France, le gestionnaire du réseau public de transport dispose d'un budget qui lui est propre. Ce budget et les comptes du gestionnaire du réseau public de transport sont transmis à la Commission de régulation de l'électricité qui en assure la communication à toute personne en faisant la demande.

Le directeur du gestionnaire du réseau public de transport est seul responsable de sa gestion et dispose, à ce titre, du pouvoir d'engager les dépenses liées à son fonctionnement et à l'accomplissement de ses missions.

Le gestionnaire du réseau public de transport exerce sa mission conformément aux principes du service public énoncés aux articles 1er et 2.

Article 13 - Un agent du gestionnaire du réseau public de transport ayant eu à connaître dans l'exercice de ses fonctions des informations dont la divulgation est sanctionnée par l'article 16 ne peut exercer, en dehors du gestionnaire du réseau public de transport, des activités dont la liste est définie par décret en Conseil d'Etat. Ce décret fixe la durée de l'interdiction.

Article 14 - Le gestionnaire du réseau public de transport exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs, ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux. Il élabore chaque année à cet effet un programme d'investissements, qui est soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'électricité.

Le schéma de développement du réseau public de transport est soumis, à intervalle maximal de deux ans, à l'approbation du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'électricité.

Il tient compte du schéma de services collectifs de l'énergie.

Afin d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau et la qualité de son fonctionnement, un décret pris après avis du comité technique de l'électricité institué par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs, les installations des consommateurs directement raccordés, les réseaux publics de distribution, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l'article 24 de la présente loi.

Article 15 - I. - Pour assurer techniquement l'accès au réseau public de transport, prévu à l'article 23, le gestionnaire du réseau met en oeuvre les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation préalablement établis.

Les programmes d'appel sont établis par les producteurs et par les personnes qui ont recours à des sources ayant fait l'objet de contrats d'acquisition intracommunautaire ou d'importation, de manière à satisfaire les programmes de consommation et d'approvisionnement de leurs clients. Les programmes d'appel portent sur les quantités d'électricité que ceux-là prévoient de livrer au cours de la journée suivante et précisent les propositions d'ajustement mentionnées aux II, III et IV qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport.

Les programmes d'approvisionnement sont établis par les organismes de distribution d'électricité mentionnés au III de l'article 2, les propriétaires et les gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains mentionnés au II de l'article 22 et les fournisseurs titulaires de l'autorisation visée au IV du même article, de manière à satisfaire les programmes de consommation des clients. Ces programmes portent sur les quantités d'électricité qu'il est prévu de leur livrer et qu'ils prévoient de livrer au cours de la journée suivante.

Les programmes de consommation sont établis par les consommateurs finals mentionnés au I de l'article 22. Ces programmes portent sur les quantités d'électricité qu'il est prévu de leur livrer au cours de la journée suivante.

Les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation sont soumis au gestionnaire du réseau public de transport qui s'assure de leur équilibre avant leur mise en oeuvre.

La durée des contrats doit être compatible avec l'équilibre global des réseaux publics de transport et de distribution.

II. - Le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille également au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité.

Dans ce but, le gestionnaire du réseau public de transport peut modifier les programmes d'appel. Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. Les critères de choix sont objectifs, non discriminatoires et publiés.

La Commission de régulation de l'électricité veille à la régularité de la présentation des offres et des critères de choix retenus.

III. - Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en oeuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité.

A cet effet, il peut conclure les contrats d'achat d'électricité nécessaires avec les producteurs et les fournisseurs. Lorsque le fournisseur est Electricité de France, des protocoles règlent leurs relations dans les domaines technique et financier. Pour couvrir ses besoins à court terme, le gestionnaire du réseau public de transport peut en outre demander la modification des programmes d'appel dans les conditions définies au II du présent article.

IV. - Le gestionnaire du réseau public de transport procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Sous réserve des stipulations contractuelles et des dispositions des protocoles visées au III du présent article et à l'article 23, il peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes visés au I du présent article et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés.

Article 16 - Le gestionnaire du réseau public de transport préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste des informations concernées est déterminée par décret en Conseil d'Etat. Est punie de 100 000 F d'amende la révélation à toute personne étrangère au gestionnaire du réseau public de transport d'une des informations visées au présent article par une personne qui en est dépositaire soit par état ou par profession, soit en raison d'une fonction ou d'une mission temporaire. Ces dispositions ne s'appliquent pas à la communication des informations nécessaires au bon accomplissement des missions des services gestionnaires de réseaux publics de distribution et des services gestionnaires de réseaux étrangers, ni à la communication des informations aux fonctionnaires et agents conduisant une enquête en application de l'article 33.

Chapitre II - La distribution d'électricité

Article 17 - Il est inséré, dans la section 6 du chapitre IV du titre II du livre II de la deuxième partie du code général des collectivités territoriales, deux articles L. 2224-31 et L. 2224-34 ainsi rédigés :

« Art. L. 2224-31. - I. - Sans préjudice des dispositions de l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions.

« Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité. A cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

« Chaque organisme de distribution tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci, sous réserve des dispositions de l'article 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

« En application des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, les collectivités et établissements précités peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité. Le même droit est accordé aux collectivités territoriales et aux établissements publics de coopération compétents en matière de distribution publique d'électricité ayant constitué un organisme de distribution mentionné à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée.

« II. - Pour assurer le respect des principes et conditions énoncés à l'article 1er de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, des décrets en Conseil d'Etat fixent en tant que de besoin :

« - les procédures et prescriptions particulières applicables aux cahiers des charges des concessions et aux règlements de service des régies ;

« - les règles et les indicateurs de performances techniques destinés à répondre aux objectifs de sécurité et de qualité de l'électricité livrée ;

« - les normes relatives à l'intégration visuelle et à la protection de l'environnement applicables aux réseaux publics de distribution ;

« - les conditions dans lesquelles les collectivités concédantes peuvent faire prendre en charge par leur concessionnaire des opérations de maîtrise de la demande d'électricité ;

« - les conditions financières des concessions en matière de redevance et de pénalités. »

« Art. L. 2224-34. - Afin de répondre aux objectifs fixés au titre Ier de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, les collectivités territoriales ou les établissements publics de coopération compétents en matière de distribution publique d'électricité peuvent réaliser ou faire réaliser dans le cadre des dispositions de l'article L. 2224-31 des actions tendant à maîtriser la demande d'électricité des consommateurs desservis en basse tension lorsque ces actions sont de nature à éviter ou à différer, dans de bonnes conditions économiques, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de leur compétence. Ces actions peuvent également tendre à maîtriser la demande d'électricité des personnes en situation de précarité mentionnées au 1° du III de l'article 2 de la même loi.

« Ils peuvent notamment apporter leur aide à ces consommateurs en prenant en charge, en tout ou partie, des travaux d'isolation, de régulation thermique ou de régulation de la consommation d'électricité, ou l'acquisition d'équipements domestiques à faible consommation. Ces aides font l'objet de conventions avec les bénéficiaires.

« Un décret en Conseil d'Etat fixe les modalités d'application du présent article. »

Article 18 - Électricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité.

Dans sa zone de desserte exclusive, le gestionnaire du réseau public de distribution est responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau public de distribution d'électricité. Sous réserve des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et des dispositions des règlements de service des distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la même loi, il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux.

Afin d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau ainsi que la qualité de son fonctionnement, un décret pris après avis du comité technique de l'électricité institué par la loi du 15 juin 1906 précitée fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'électricité auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs et celles des consommateurs, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l'article 24 de la présente loi.

Article 19 - I. - Chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité veille, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier.

II. - Chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité assure, de manière non discriminatoire, l'appel des installations de production reliées au réseau public de distribution en liaison avec le gestionnaire du réseau public de transport et dans le cadre des dispositions de l'article 15 de la présente loi.

III. - Chaque gestionnaire du réseau public de distribution procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions.

Article 20 - Chaque gestionnaire de réseau public de distribution préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste des informations concernées est déterminée par décret en Conseil d'Etat. Est punie de 100 000 F d'amende la révélation à toute personne étrangère aux services du gestionnaire d'un réseau de distribution d'une des informations visées au présent article par une personne qui en est dépositaire soit par état ou par profession, soit en raison d'une fonction ou d'une mission temporaire. Ces dispositions ne s'appliquent pas à la communication des informations nécessaires au bon accomplissement des missions des services gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution et des services gestionnaires de réseaux étrangers, ni à la communication des informations et documents aux fonctionnaires et agents conduisant une enquête en application de l'article 33.

Chapitre III - Sécurité et sûreté des réseaux

Article 21 - En cas d'atteinte grave et immédiate à la sécurité et à la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution ou à la qualité de leur fonctionnement, et sans préjudice des pouvoirs reconnus aux gestionnaires de réseaux par les articles 14, 15, 18 et 19 et à la Commission de régulation de l'électricité par l'article 38, le ministre chargé de l'énergie peut d'office ou sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité ordonner les mesures conservatoires nécessaires.

Afin de garantir la sécurité des personnes, la continuité du service public, la sécurité et la sûreté des réseaux publics, la reconstruction des ouvrages et accessoires des lignes de transport et de distribution d'énergie électrique détruits ou endommagés par les tempêtes de décembre 1999 est autorisée de plein droit dès lors que les ouvrages sont situés sur un emplacement identique et ont les mêmes fonctions et des caractéristiques techniques analogues. Cette autorisation est délivrée par le préfet après consultation d'une commission de concertation qu'il préside, dont il arrête la composition et qui comprend notamment des représentants des collectivités territoriales concernées, des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des distributeurs non nationalisés visés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité les ayant constitués, des distributeurs d'énergie, des associations d'usagers ainsi que des associations qui se consacrent à la protection de l'environnement et du patrimoine. Ces travaux sont dispensés de toute autre autorisation administrative.

Lorsque le rétablissement d'une ligne existante détruite par ces tempêtes nécessite la reconstruction des supports à des emplacements différents et à proximité immédiate, le préfet peut, après consultation de la commission visée à l'alinéa précédent et nonobstant toute disposition contraire, autoriser l'occupation temporaire des terrains selon les procédures fixées par la loi du 29 décembre 1892 sur les dommages causés à la propriété privée par l'exécution des travaux publics. Cette autorisation ne peut être accordée qu'à la condition que les modifications apportées ne conduisent pas à accentuer l'impact de ces ouvrages sur les monuments historiques et les sites, et que, lorsque les ouvrages ont donné lieu à déclaration d'utilité publique, les nouveaux ouvrages soient implantés, à proximité immédiate des anciens, à l'intérieur des périmètres délimités par la déclaration d'utilité publique. Pendant la durée d'occupation temporaire, ces travaux sont dispensés de toute autre autorisation administrative.

Les ouvrages réalisés selon les dispositions de l'alinéa précédent ne pourront être maintenus que s'ils font l'objet d'autorisations délivrées dans le cadre des procédures de droit commun dans un délai maximum de deux ans en ce qui concerne le réseau public de transport et au plus tard au 31 décembre 2000 en ce qui concerne les réseaux de distribution publics d'énergie.

Les travaux réalisés en urgence à compter du 26 décembre 1999 et jusqu'à l'entrée en vigueur de la présente loi sont réputés avoir été exécutés conformément aux dispositions des trois alinéas précédents.

Titre IV - L'accès aux réseaux publics d'électricité

Article 22 - I. - Un consommateur final dont la consommation annuelle d'électricité sur un site est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'Etat est reconnu client éligible pour ce site. Ce seuil est défini de manière à permettre une ouverture du marché national de l'électricité limitée aux parts communautaires moyennes définissant le degré d'ouverture du marché communautaire prévues par l'article 19 de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil, du 19 décembre 1996, concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Ce même décret détermine la procédure de reconnaissance de l'éligibilité et les modalités d'application de ce seuil en fonction des variations des consommations annuelles d'électricité.

Pour l'application du présent I aux entreprises exploitant des services de transport ferroviaire, l'éligibilité est fonction de la consommation annuelle totale d'électricité de traction sur le territoire national.

II. - Sont, en outre, reconnus clients éligibles :

- sous réserve des dispositions du IV, les producteurs autorisés en application de l'article 7, autres que les collectivités territoriales ou les établissements publics de coopération dont elles sont membres, et les filiales de ces producteurs au sens de l'article 354 de la loi n° 66-537 du 24 juillet 1966 sur les sociétés commerciales qui exercent l'activité d'achat pour revente aux clients éligibles ;

- les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, en vue de l'approvisionnement effectif des clients éligibles situés dans leur zone de desserte ;

- sans préjudice des dispositions du deuxième alinéa du I, les propriétaires ou les gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains électriquement interconnectés en aval des points de livraison par Electricité de France ou par un distributeur non nationalisé mentionné à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée.

III. - Un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre Etat.

Le cadre contractuel dans lequel s'effectue la fourniture d'électricité ne peut avoir une durée inférieure à trois ans par souci de l'efficacité de la programmation pluriannuelle des investissements de production, des missions de service public et dans le respect du principe de mutabilité des contrats.

IV. - Les producteurs visés au II du présent article ou les filiales de ces producteurs au sens de l'article 354 de la loi n° 66-537 du 24 juillet 1966 précitée qui, afin de compléter leur offre, achètent pour revente aux clients éligibles doivent, pour exercer cette activité, obtenir une autorisation délivrée pour une durée déterminée par le ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'électricité. Pour obtenir cette autorisation, ils établissent que la quantité d'électricité achetée pour être revendue aux clients éligibles est inférieure à un pourcentage, défini par décret en Conseil d'Etat, de l'électricité produite à partir de capacités de production dont ils ont la disposition.

Cette autorisation peut être refusée ou retirée pour des motifs portant sur les capacités techniques, économiques ou financières du demandeur, de manière à prendre en compte la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, des installations et des équipements associés et la compatibilité avec les missions de service public.

Un décret en Conseil d'Etat fixe les conditions d'application du présent IV.

V. - Le ministre chargé de l'énergie établit et rend publiques la liste des clients éligibles et celle des producteurs et opérateurs qui achètent pour revente aux clients éligibles.

Article 23 - Un droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est garanti par les gestionnaires de ces réseaux pour :

- assurer les missions de service public définies au III de l'article 2 ;
- assurer l'exécution des contrats prévus à l'article 22 ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur autorisé en application du IV de l'article 22 installés sur le territoire national.

A cet effet, des contrats sont conclus entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. Dans le cas où les gestionnaires des réseaux publics concernés et les utilisateurs de ces réseaux ne sont pas des personnes morales distinctes, des protocoles règlent leurs relations, notamment les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, ainsi que les conditions d'application de la tarification de l'utilisation des réseaux. Ces contrats et protocoles sont transmis à la Commission de régulation de l'électricité.

Tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la Commission de régulation de l'électricité. Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, et à la qualité de leur fonctionnement.

Dans les mêmes conditions, un droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est également garanti à toute collectivité territoriale pour satisfaire, à partir de ses installations de production et dans la limite de leur production, les besoins des services publics locaux dont elle assure la gestion directe. Le même droit est reconnu dans les mêmes conditions à tout établissement public de coopération intercommunale.

Un décret en Conseil d'Etat précise, en tant que de besoin, les modalités d'application de ces dispositions, et notamment les procédures d'établissement des contrats et protocoles visés par le présent article.

Article 24 - Afin d'assurer l'exécution des contrats prévus au III de l'article 22 et des contrats d'exportation d'électricité mentionnés à l'article 23, ainsi que de permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère dans les limites de sa propre production, la construction de lignes directes complémentaires aux réseaux publics de

transport et de distribution est autorisée par l'autorité administrative compétente en application des législations relatives à la construction, à l'exécution des travaux et à la mise en service de lignes électriques, sous réserve que le demandeur ait la libre disposition des terrains où doivent être situés les ouvrages projetés ou bénéficie d'une permission de voirie. Pour délivrer les autorisations, l'autorité administrative prend en compte les prescriptions environnementales applicables dans la zone concernée.

Toutefois, l'autorité administrative compétente peut refuser, après avis de la Commission de régulation de l'électricité, l'autorisation de construction d'une ligne directe si l'octroi de cette autorisation est incompatible avec des impératifs d'intérêt général ou le bon accomplissement des missions de service public. La décision de refus est motivée et notifiée à l'intéressé, accompagnée de l'avis de la Commission de régulation de l'électricité.

Les autorisations sont délivrées pour une durée ne pouvant pas excéder vingt ans. Elles sont toutefois renouvelables dans les mêmes conditions. Les autorisations initiales et les renouvellements d'autorisations sont accordés sous réserve du respect de dispositions concernant l'intégration visuelle des lignes directes dans l'environnement, identiques à celles contenues dans les cahiers des charges des concessions ou dans les règlements de service des régies, applicables aux réseaux publics dans les territoires concernés. Les titulaires d'autorisation doivent déposer les parties aériennes des ouvrages quand celles-ci ne sont pas exploitées pendant plus de trois ans consécutifs. Cette dépose doit être effectuée dans le délai de trois mois à compter de l'expiration de cette période de trois ans.

En cas de refus d'accès aux réseaux publics de transport ou de distribution ou en l'absence de réponse du gestionnaire de réseau concerné dans un délai de trois mois à compter de la demande, le demandeur peut bénéficier d'une déclaration d'utilité publique pour l'institution, dans les conditions fixées par les législations mentionnées au premier alinéa, de servitudes d'ancrage, d'appui, de passage et d'abattage d'arbres nécessaires à l'établissement d'une ligne directe, à l'exclusion de toute expropriation et de toute possibilité pour les agents du bénéficiaire de pénétrer dans les locaux d'habitation. Il est procédé à une enquête publique. Les propriétaires concernés sont appelés à présenter leurs observations. Les indemnités dues en raison des servitudes sont versées au propriétaire et à l'exploitant du fonds pourvu d'un titre régulier d'occupation, en considération du préjudice effectivement subi par chacun d'eux en leur qualité respective. A défaut d'accord amiable entre le demandeur et les intéressés, ces indemnités sont fixées par les juridictions compétentes en matière d'expropriation.

Titre V - La dissociation comptable et la transparence de la comptabilité

Article 25 - Électricité de France, les distributeurs non nationalisés visés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et la Compagnie nationale du Rhône tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés au titre, respectivement, de la production, du transport et de la distribution d'électricité ainsi que, le cas échéant, un compte séparé regroupant l'ensemble de leurs autres activités.

Ils font figurer, dans l'annexe de leurs comptes annuels, un bilan et un compte de résultat pour chaque activité dans le secteur de l'électricité devant faire l'objet d'une séparation comptable en vertu de l'alinéa ci-dessus, ainsi que, le cas échéant, pour l'ensemble de leurs autres activités. Lorsque leur effectif atteint le seuil d'assujettissement prévu à l'article L. 438-1 du code du travail, ils établissent également, pour chacune de ces activités, un bilan social.

Ils précisent, dans l'annexe de leurs comptes annuels, les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des charges et produits qu'ils appliquent pour établir les comptes séparés mentionnés au premier alinéa, ainsi que le périmètre de chacune des activités comptablement séparées et les principes déterminant les relations financières entre ces activités. Toute modification de ces règles, de ces périmètres ou de ces principes est indiquée et motivée dans l'annexe de leurs comptes annuels et son incidence y est spécifiée.

Ils précisent également, dans les mêmes documents, les opérations éventuellement réalisées avec des sociétés appartenant au même groupe lorsque ces opérations sont supérieures à un seuil fixé par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Les comptes mentionnés aux deuxième et troisième alinéas sont publiés dans les mêmes conditions que les comptes annuels. Les opérateurs mentionnés au premier alinéa auxquels la loi ou les règlements n'imposent pas de publier leurs comptes annuels tiennent à la disposition du public un exemplaire de ces comptes séparés, ainsi que les règles d'imputation, les périmètres et les principes visés au troisième alinéa.

La Commission de régulation de l'électricité approuve, après avis du Conseil de la concurrence, les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes visés au troisième alinéa, qui sont proposés par les opérateurs concernés pour mettre en oeuvre la séparation comptable prévue au premier alinéa, ainsi que toute modification ultérieure de ces règles, de ces périmètres ou de ces principes. La commission veille à ce que ces règles, ces périmètres et ces principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.

Article 26 - Sont également soumises aux obligations prévues à l'article 25 les sociétés autres que celles mentionnées audit article, qui exercent une activité dans le secteur de l'électricité et d'autres activités en dehors de ce secteur.

Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixent par arrêté conjoint le chiffre d'affaires annuel dans le secteur de l'électricité à partir duquel les obligations prévues ci-dessus s'appliquent.

Dans l'intérêt d'un exercice libre et loyal de la concurrence, lorsqu'une des sociétés visées au premier alinéa dispose, dans un secteur d'activité autre que celui de l'électricité, d'un monopole ou d'une position dominante, appréciée après avis du Conseil de la concurrence, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie lui imposent, par arrêté conjoint, d'individualiser sur le plan juridique son activité dans le secteur de l'électricité.

Article 27 - Pour l'application de la présente loi, et en particulier de ses articles 4, 5, 25, 26, 44, 46 et 48, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ainsi que la Commission de régulation de l'électricité ont, dans des conditions définies aux articles 33 et 34, le droit d'accès, quel qu'en soit le support, à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales nécessaires à leur mission de contrôle.

Titre VI - La régulation

Article 28 - La Commission de régulation de l'électricité comprend six membres nommés pour une durée de six ans en raison de leur qualification dans les domaines juridique, économique et technique. Trois membres, dont le président, sont nommés par décret. Les trois autres sont nommés, respectivement, par le président de l'Assemblée nationale, le président du Sénat et le président du Conseil économique et social.

Les membres de la commission ne peuvent être nommés au-delà de l'âge de soixante-cinq ans.

Sous réserve de l'application des dispositions figurant à l'avant-dernier alinéa, les membres de la commission ne sont pas révocables. Leur mandat n'est pas renouvelable, sauf si ce mandat, en application des deux alinéas suivants, ou en cas de démission d'office pour incompatibilité, n'a pas excédé deux ans.

Si l'un des membres de la commission ne peut exercer son mandat jusqu'à son terme, la personne nommée pour le remplacer exerce ses fonctions pour la durée du mandat restant à courir.

Pour la constitution de la commission, le président est nommé pour six ans. La durée du mandat des deux autres membres nommés par décret est fixée, par tirage au sort, à quatre ans pour l'un et à deux ans pour l'autre. La durée du mandat des trois membres nommés par les présidents des assemblées parlementaires et du Conseil économique et social est fixée, par tirage au sort, à deux ans, quatre ans et six ans.

La Commission de régulation de l'électricité ne peut délibérer que si quatre au moins de ses membres sont présents. Elle délibère à la majorité des membres présents. En cas de partage égal des voix, celle du président est prépondérante.

Les membres de la commission exercent leurs fonctions à plein temps.

La fonction de membre de la Commission de régulation de l'électricité est incompatible avec toute activité professionnelle, tout mandat électif communal, départemental, régional, national ou européen, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie ou dans une entreprise éligible visée à l'article 22. Les membres de la commission ne peuvent être membres du Conseil économique et social.

Tout membre de la commission exerçant une activité ou détenant un mandat, un emploi ou des intérêts incompatibles avec sa fonction est déclaré démissionnaire d'office, après consultation de la commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Le président et les membres de la commission reçoivent respectivement un traitement égal à celui afférent à la première et à la deuxième des deux catégories supérieures des emplois de l'Etat classés hors échelle. Lorsqu'il est occupé par un fonctionnaire, l'emploi permanent de membre de la Commission de régulation de l'électricité est un emploi conduisant à pension au titre du code des pensions civiles et militaires de retraite.

Article 29 - Un commissaire du Gouvernement auprès de la Commission de régulation de l'électricité, nommé par le ministre chargé de l'énergie, fait connaître les analyses du Gouvernement, en particulier en ce qui concerne la politique énergétique. Il ne peut être simultanément commissaire du Gouvernement auprès d'Electricité de France. Il se retire lors des délibérations de la commission.

Il peut faire inscrire à l'ordre du jour de la commission toute question intéressant la politique énergétique ou la sécurité et la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou entrant dans les compétences de la commission. L'examen de cette question ne peut être refusé.

Article 30 - La Commission de régulation de l'électricité dispose de services qui sont placés sous l'autorité du président.

La commission établit un règlement intérieur, qui est publié au Journal officiel de la République française.

La commission peut employer des fonctionnaires en position d'activité ou en position de détachement et recruter des agents contractuels dans les mêmes conditions que le ministère chargé de l'énergie.

La commission perçoit, le cas échéant, des rémunérations pour services rendus.

La commission propose au ministre chargé de l'énergie, lors de l'élaboration du projet de loi de finances, les crédits nécessaires, outre les ressources mentionnées à l'alinéa précédent, à l'accomplissement de ses missions. Ces crédits sont inscrits au budget général de l'Etat. Les dispositions de la loi du 10 août 1922 relative à l'organisation du contrôle des dépenses engagées ne sont pas applicables à leur gestion. Le président de la commission est ordonnateur des recettes et des dépenses. La commission est soumise au contrôle de la Cour des comptes.

Pour l'accomplissement des missions qui sont confiées à la Commission de régulation de l'électricité, le président de la commission a qualité pour agir en justice.

Article 31 - La Commission de régulation de l'électricité est préalablement consultée sur les projets de règlement relatifs à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et à leur utilisation.

La commission est associée, à la demande du ministre chargé de l'énergie, à la préparation de la position française dans les négociations internationales dans le domaine de l'électricité. Elle participe, à la demande du ministre chargé de l'énergie, à la représentation française dans les organisations internationales et communautaires compétentes en ce domaine.

Article 32 - Les commissions du Parlement compétentes en matière d'énergie, le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, l'Observatoire national du service public de l'électricité et le Conseil économique et social peuvent entendre les membres de la Commission de régulation de l'électricité. Ils peuvent également consulter la commission sur toute question intéressant la régulation du secteur de l'électricité ou la gestion des réseaux publics de transport et de

distribution de l'électricité. La commission peut entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.

Le président de la Commission de régulation de l'électricité rend compte des activités de la commission devant les commissions permanentes du Parlement compétentes en matière d'électricité, à leur demande.

La Commission de régulation de l'électricité établit chaque année, avant le 30 juin, un rapport public qui rend compte de son activité, de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution et à l'utilisation de ces réseaux. Ce rapport évalue les effets de ses décisions sur les conditions d'accès aux réseaux publics et l'exécution des missions du service public de l'électricité. Il est adressé au Gouvernement, au Parlement et au Conseil supérieur de l'électricité et du gaz. Les suggestions et propositions de ce dernier sont transmises au ministre chargé de l'énergie et à la Commission de régulation de l'électricité.

Les avis et propositions de la Commission de régulation de l'électricité sont motivés. Lorsque l'autorité administrative compétente prend sa décision sur leur base, elle procède à leur publication ou, s'il s'agit d'une décision individuelle, à leur notification à l'intéressé.

Article 33 - Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'électricité peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, ainsi qu'auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution et des opérateurs intervenant sur le marché de l'électricité.

I. - Des fonctionnaires et agents habilités à cet effet par le ministre chargé de l'énergie ou par le ministre chargé de l'économie procèdent aux enquêtes nécessaires à l'application des dispositions de la présente loi.

Les agents de la Commission de régulation de l'électricité habilités à cet effet par le président disposent des mêmes pouvoirs pour l'accomplissement des missions confiées à la commission.

Les enquêtes donnent lieu à procès-verbal. Un double en est transmis dans les cinq jours aux parties intéressées.

Le ministre chargé de l'énergie ou la Commission de régulation de l'électricité désignent toute personne compétente pour réaliser, le cas échéant, une expertise.

II. - Les fonctionnaires et agents mentionnés au I accèdent à toutes les informations utiles détenues par le gestionnaire du réseau public de transport et obtiennent de lui tout renseignement ou toute justification. A tout moment, ils peuvent accéder à tous locaux ou moyens de transport à usage professionnel relevant de ce gestionnaire, et procéder à toutes constatations.

Les fonctionnaires et agents mentionnés au I ont également accès aux établissements, terrains, locaux et véhicules professionnels, à l'exclusion des domiciles et parties de locaux servant de domicile, qui relèvent des entreprises exerçant une activité de production, de distribution ou de fourniture d'électricité. Ils peuvent pénétrer dans ces lieux entre 8 heures et 20 heures et en

dehors de ces heures lorsqu'une activité de production, de distribution ou de fourniture est en cours.

Les fonctionnaires et agents mentionnés au I reçoivent, à leur demande, communication des documents comptables et factures, de toute pièce ou document utile, en prennent copie, et recueillent, sur convocation ou sur place, les renseignements et justifications propres à l'accomplissement de leur mission.

III. - Les manquements visés aux articles 40 et 41 sont constatés par les fonctionnaires et agents mentionnés au I.

Ces manquements font l'objet de procès-verbaux qui, ainsi que les sanctions maximales encourues, sont notifiés à la ou aux personnes concernées et communiqués au ministre chargé de l'énergie ou à la Commission de régulation de l'électricité. La ou les personnes concernées sont invitées à présenter leurs observations écrites ou orales dans un délai de quinze jours à compter de cette notification, sans préjudice des droits prévus au 4° de l'article 40.

Article 34 - En dehors des cas visés à l'article 33, les fonctionnaires et agents habilités en vertu du même article ne peuvent procéder aux visites en tous lieux, ainsi qu'à la saisie de pièces et de documents, dans le cadre d'enquêtes demandées par le ministre de l'énergie, le ministre chargé de l'économie ou la Commission de régulation de l'électricité, que sur autorisation judiciaire, donnée par ordonnance du président du tribunal de grande instance dans le ressort duquel sont situés les lieux à visiter ou d'un juge délégué par lui. Lorsque ces lieux sont situés dans le ressort de plusieurs juridictions et qu'une action simultanée doit être menée dans chacun d'eux, une ordonnance unique peut être délivrée par l'un des présidents compétents.

Le juge vérifie que la demande d'autorisation qui lui est soumise comporte tous les éléments d'information de nature à justifier la visite.

La visite et la saisie s'effectuent sous l'autorité et le contrôle du juge qui les a autorisées. Il désigne un ou plusieurs officiers de police judiciaire chargés d'assister à ces opérations et de le tenir informé de leur déroulement. Lorsqu'elles ont lieu en dehors du ressort de la juridiction à laquelle il appartient, il délivre une commission rogatoire pour exercer ce contrôle au président du tribunal de grande instance dans le ressort duquel s'effectue la visite.

Le juge peut se rendre dans les locaux pendant l'intervention, dont il peut, à tout moment, décider la suspension ou l'arrêt.

L'ordonnance mentionnée au premier alinéa n'est susceptible que d'un pourvoi en cassation selon les règles prévues par le code de procédure pénale. Ce pourvoi n'est pas suspensif.

La visite, qui ne peut commencer avant 6 heures ou après 21 heures, est effectuée en présence de l'occupant des lieux ou de son représentant.

Les enquêteurs, l'occupant des lieux ou son représentant ainsi que l'officier de police judiciaire peuvent seuls prendre connaissance des pièces et documents avant leur saisie.

Les inventaires et mises sous scellés sont réalisés conformément à l'article 56 du code de procédure pénale. Les originaux du procès-verbal et de l'inventaire sont transmis au juge qui a ordonné la visite. Les pièces et documents qui ne sont plus utiles à la manifestation de la vérité sont restitués à l'occupant des lieux.

Article 35 - Les membres et agents de la Commission de régulation de l'électricité exercent leurs fonctions en toute impartialité, sans recevoir d'instruction du Gouvernement, ni d'aucune institution, personne, entreprise ou organisme.

Les membres et agents de la Commission de régulation de l'électricité sont tenus au secret professionnel pour les faits, actes et renseignements dont ils ont pu avoir connaissance en raison de leurs fonctions. En particulier, les membres et agents de la commission ne communiquent pas les documents administratifs qui sont protégés par la loi n° 78-753 du 17 juillet 1978 portant diverses mesures d'amélioration des relations entre l'administration et le public et diverses dispositions d'ordre administratif, social et fiscal.

Le non-respect du secret professionnel, établi par une décision de justice, entraîne la cessation d'office des fonctions au sein de la Commission de régulation de l'électricité.

Article 36 - I. - La Commission de régulation de l'électricité propose :

1° Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, conformément à l'article 4 ;

2° Le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité, et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent, conformément au I de l'article 5 ;

3° Le montant des charges définies à l'article 48 et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent.

II. - Elle agréé les organismes indépendants mentionnés au I de l'article 5.

III. - Elle propose au ministre chargé de l'énergie des mesures conservatoires nécessaires pour assurer la sécurité et la sûreté des réseaux publics et garantir la qualité de leur fonctionnement, conformément à l'article 21.

IV. - Elle donne un avis sur :

1° Les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, les plafonds de prix applicables à la fourniture d'électricité aux clients éligibles dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés et les tarifs de secours, conformément à l'article 4 ;

2° Le ou les candidats retenus après les appels d'offres prévus à l'article 8 ;

3° L'arrêté ministériel fixant les conditions d'achat de l'électricité produite dans le cadre de l'obligation d'achat définie à l'article 10 ;

4° Le cahier des charges de concession du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, conformément à l'article 12 ;

5° La nomination et la cession anticipée des fonctions du directeur du gestionnaire du réseau public de transport, conformément à l'article 12 ;

6° Le schéma de développement du réseau public de transport, conformément à l'article 14 ;

7° Les demandes d'autorisation mentionnées au IV de l'article 22 ;

8° Le refus d'autorisation de construction d'une ligne directe, en application de l'article 24.

V. - Elle est consultée sur les projets de règlement visés à l'article 31.

VI. - Elle met en oeuvre les appels d'offres dans les conditions décidées par le ministre chargé de l'énergie, conformément à l'article 8.

VII. - Elle reçoit communication :

1° Des rapports annuels d'activité des organismes en charge de la distribution publique d'électricité, en application de l'article 3 ;

2° Du budget et des comptes du gestionnaire du réseau public de transport, conformément à l'article 12 ;

3° Des contrats et protocoles d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution, conformément à l'article 23.

VIII. - Elle reçoit notification des refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, conformément à l'article 23.

IX. - Elle veille à la régularité de la présentation des offres et des critères de choix retenus par le gestionnaire du réseau public de transport, conformément à l'article 15.

X. - Elle approuve :

1° Les règles d'imputation, les périmètres et les principes déterminant les principales relations financières entre les différentes activités faisant l'objet d'une séparation comptable, conformément aux articles 25 et 26, sur proposition des entreprises et établissements visés aux mêmes articles ;

2° Le programme d'investissement du gestionnaire du réseau public de transport, conformément à l'article 14.

XI. - Elle a accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et aux informations économiques, financières et sociales, conformément à l'article 27, ainsi qu'aux informations nécessaires à l'exercice de ses missions, conformément à l'article 33.

XII. - Elle adopte les règlements mentionnés à l'article 37.

XIII. - Elle se prononce sur les litiges dont elle est saisie, conformément à l'article 38.

XIV. - Elle dispose d'un pouvoir d'enquête, de saisie et de sanction, conformément aux articles 33, 34 et 40.

Article 37 - Dans le respect des dispositions législatives et réglementaires, la Commission de régulation de l'électricité précise, en tant que de besoin, par décision publiée au Journal officiel de la République française, les règles concernant :

1° Les missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux, en application des articles 14 et 18 ;

2° Les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, en application des articles 14 et 18 ;

3° Les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, en application de l'article 23 ;

4° La mise en oeuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts, en application des articles 15 et 19 ;

5° La conclusion de contrats d'achat et de protocoles par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution, en application du III de l'article 15 ;

6° Les périmètres de chacune des activités comptablement séparées, les règles d'imputation comptable appliquées pour obtenir les comptes séparés et les principes déterminant les relations financières entre ces activités, conformément aux articles 25 et 26.

Article 38 -I. - En cas de différend entre les gestionnaires et utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution lié à l'accès audits réseaux ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats et protocoles visés au III de l'article 15 et à l'article 23, la Commission de régulation de l'électricité peut être saisie par l'une ou l'autre des parties.

La commission se prononce, dans un délai de trois mois qu'elle peut porter à six mois, si elle l'estime nécessaire, et dans des conditions fixées par décret en Conseil d'Etat, après avoir diligenté, si elle l'estime nécessaire, une enquête dans les conditions fixées à l'article 33 et mis les parties à même de présenter leurs observations. Sa décision est motivée et précise les conditions d'ordre technique et financier de règlement du différend dans lesquelles l'accès aux réseaux publics ou leur utilisation sont, le cas échéant, assurés. Elle est notifiée aux parties et publiée au Journal officiel de la République française, sous réserve des secrets protégés par la loi.

En cas d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou à leur utilisation, la commission peut, après avoir entendu les parties en cause, ordonner les mesures conservatoires nécessaires en vue notamment d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux.

II. - Les décisions prises par la Commission de régulation de l'électricité en application du présent article sont susceptibles de recours en annulation ou en réformation dans un délai d'un mois à compter de leur notification.

Le recours n'est pas suspensif. Toutefois, le sursis à exécution de la décision peut être ordonné par le juge, si celle-ci est susceptible d'entraîner des conséquences manifestement excessives ou s'il est survenu, postérieurement à sa notification, des faits nouveaux d'une exceptionnelle gravité.

Les mesures conservatoires ordonnées par la Commission de régulation de l'électricité peuvent, au maximum quinze jours après leur notification, faire l'objet d'un recours en annulation ou en réformation. Ce recours est jugé dans le délai d'un mois.

Les recours contre les décisions et mesures conservatoires prises par la Commission de régulation de l'électricité en application du présent article sont de la compétence de la cour d'appel de Paris.

Le pourvoi en cassation formé, le cas échéant, contre l'arrêt de la cour d'appel est exercé dans le délai d'un mois suivant la notification ou la signification de cet arrêt.

Article 39 - Le président de la Commission de régulation de l'électricité saisit le Conseil de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans le secteur de l'électricité. Cette saisine peut être introduite dans le cadre d'une procédure d'urgence, conformément à l'article 12 de l'ordonnance n° 86-1243 du 1er décembre 1986 relative à la liberté des prix et de la concurrence. Il peut également le saisir pour avis de toute autre question relevant de sa compétence.

Le Conseil de la concurrence communique à la Commission de régulation de l'électricité toute saisine entrant dans le champ des compétences de celle-ci définies à l'article 38 de la présente loi. Il peut également saisir la commission, pour avis, de toute question relative au secteur de l'électricité.

Le président de la Commission de régulation de l'électricité informe le procureur de la République des faits qui sont susceptibles de recevoir une qualification pénale.

Article 40 - La Commission de régulation de l'électricité peut, soit d'office, soit à la demande du ministre chargé de l'énergie, d'une organisation professionnelle, d'une association agréée d'utilisateurs ou de toute autre personne concernée, sanctionner les manquements qu'elle constate de la part des gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution ou de leurs utilisateurs, dans les conditions suivantes :

1° En cas de manquement d'un gestionnaire ou d'un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution à une disposition législative ou réglementaire relative à l'accès auxdits réseaux ou à leur utilisation, à une décision prise par la Commission de régulation de l'électricité ou à une règle d'imputation, à un périmètre ou à un principe approuvés par elle en application des articles 25 et 26, la commission le met en demeure de s'y conformer dans un délai déterminé. Elle peut rendre publique cette mise en demeure.

Lorsque l'intéressé ne se conforme pas dans les délais fixés à cette mise en demeure, la commission peut prononcer à son encontre, en fonction de la gravité du manquement :

a) Une interdiction temporaire d'accès aux réseaux publics pour une durée n'excédant pas un an ;

b) Si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale, une sanction pécuniaire, dont le montant est proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés, sans pouvoir excéder 3 % du chiffre d'affaires hors

taxes du dernier exercice clos, porté à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. A défaut d'activité permettant de déterminer ce plafond, le montant de la sanction ne peut excéder un million de francs, porté à deux millions et demi de francs en cas de nouvelle violation de la même obligation. Si le manquement a déjà fait l'objet d'une sanction pécuniaire au titre d'une autre législation, la sanction pécuniaire éventuellement prononcée par la commission est limitée de sorte que le montant global des sanctions pécuniaires ne dépasse pas le montant le plus élevé de l'une des sanctions encourues ;

2° Les mêmes sanctions sont encourues lorsque le gestionnaire ou l'utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution ne s'est pas conformé dans les délais requis à une décision prise par la commission en application de l'article 38, sans qu'il y ait lieu de le mettre préalablement en demeure ;

3° En cas de manquement d'un gestionnaire des réseaux publics de transport et de distribution ou des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité aux obligations de communication de documents et informations prévues notamment aux articles 12, 23 et 33, ou à l'obligation de donner accès à la comptabilité, ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales prévue à l'article 27, la Commission de régulation de l'électricité met l'intéressé en demeure de s'y conformer dans un délai qu'elle détermine.

Lorsque l'intéressé ne se conforme pas à cette mise en demeure dans le délai fixé ou fournit des renseignements incomplets ou erronés, la Commission de régulation de l'électricité peut prononcer à son encontre les sanctions prévues au 1° ;

4° Les sanctions sont prononcées après que le gestionnaire ou l'utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution a reçu notification des griefs et a été mis à même de consulter le dossier et de présenter ses observations écrites et verbales, assisté par une personne de son choix.

Les sanctions pécuniaires sont recouvrées comme les créances de l'Etat étrangères à l'impôt et au domaine ;

5° L'instruction et la procédure devant la Commission de régulation de l'électricité sont contradictoires ;

6° La Commission de régulation de l'électricité ne peut être saisie de faits remontant à plus de trois ans s'il n'a été fait aucun acte tendant à leur recherche, leur constatation ou leur sanction ;

7° Les décisions sont motivées, notifiées à l'intéressé et publiées au Journal officiel de la République française. Elles peuvent faire l'objet d'un recours de pleine juridiction et d'une demande de sursis à exécution devant le Conseil d'Etat. Lorsqu'elles concernent des sanctions pécuniaires, les demandes de sursis ont un caractère suspensif.

Article 41 - Le ministre chargé de l'énergie prononce, dans les mêmes conditions que celles fixées à l'article 40, une sanction pécuniaire, le retrait ou la suspension, pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation d'exploiter une installation ou de l'autorisation mentionnée au IV de l'article 22, à l'encontre des auteurs des manquements qu'il constate aux obligations de paiement des contributions prévues à l'article 5.

Il peut prononcer, dans les conditions définies au premier alinéa, la ou les sanctions pécuniaire et administrative prévues à cet alinéa à l'encontre des auteurs de manquements qu'il constate :

- aux obligations de paiement des contributions prévues à l'article 48 ;

- à une disposition législative ou réglementaire relative à la production, à l'éligibilité ou à l'activité d'achat pour revente d'électricité, telles que définies aux articles 7 à 10 et 22, ou aux prescriptions du titre en vertu duquel cette activité est exercée ;

- à l'obligation de fourniture des données prévue à l'article 47.

Article 42 - Le fait d'exploiter une installation de production d'électricité sans être titulaire de l'autorisation mentionnée à l'article 7 ou de construire ou de mettre en service une ligne directe sans être titulaire de l'autorisation visée à l'article 24 est puni d'un an d'emprisonnement et de 1 000 000 F d'amende.

Le fait de s'opposer de quelque façon que ce soit à l'exercice des fonctions dont les fonctionnaires et agents désignés aux articles 33 et 34 sont chargés ou de refuser de leur communiquer les éléments mentionnés au II de l'article 33 et à l'article 34 est puni de six mois d'emprisonnement et de 50 000 F d'amende.

Les personnes physiques coupables des infractions prévues aux alinéas précédents encourent également les peines complémentaires suivantes :

1° La fermeture temporaire ou à titre définitif de l'un, de plusieurs, ou de l'ensemble des établissements de l'entreprise appartenant à la personne condamnée ;

2° L'interdiction d'exercer l'activité professionnelle ou sociale dans l'exercice ou à l'occasion de l'exercice de laquelle l'infraction a été commise, suivant les modalités prévues par l'article 131-27 du code pénal ;

3° L'affichage ou la diffusion de la décision prononcée, dans les conditions prévues par l'article 131-35 du code pénal.

Les personnes morales peuvent être déclarées responsables pénalement des infractions définies aux deux premiers alinéas du présent article, dans les conditions prévues par l'article 121-2 du code pénal.

Les peines encourues par les personnes morales sont :

1° L'amende, suivant les modalités prévues à l'article 131-38 du code pénal ;

2° La fermeture temporaire, pour une durée de cinq ans au plus, ou à titre définitif de l'un, de plusieurs, ou de l'ensemble des établissements de l'entreprise appartenant à la personne condamnée ;

3° L'interdiction, à titre définitif ou pour une durée de cinq ans au plus, d'exercer directement ou indirectement l'activité professionnelle ou sociale dans l'exercice ou à l'occasion de l'exercice de laquelle l'infraction a été commise ;

4° L'affichage ou la diffusion de la décision prononcée, dans les conditions prévues par l'article 131-35 du code pénal.

Article 43 - Sont qualifiés pour procéder, dans l'exercice de leurs fonctions, à la recherche et à la constatation des infractions à la présente loi les fonctionnaires et agents habilités par le ministre chargé de l'énergie et les agents de la Commission de régulation de l'électricité habilités par le président, mentionnés aux premier et deuxième alinéas du I de l'article 33, et assermentés dans des conditions définies par décret en Conseil d'Etat.

Pour la recherche et la constatation de ces infractions, ces fonctionnaires et agents disposent des pouvoirs d'enquête définis à l'article 33.

Les infractions pénales prévues par la présente loi sont constatées par des procès-verbaux qui sont adressés, sous peine de nullité, dans les cinq jours qui suivent leur clôture, au procureur de la République. Une copie en est remise dans le même délai à l'intéressé. Ces procès-verbaux font foi jusqu'à preuve contraire.

Le procureur de la République est préalablement informé des opérations envisagées en vue de la recherche des infractions. Il peut s'opposer à ces opérations.

Titre VII - L'objet de l'Electricité de France

Article 44 - I. - Électricité de France a pour objet de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité. Cet objet inclut la fourniture, l'importation et l'exportation d'électricité.

Dans le cadre de cet objet, Electricité de France peut également exercer en France, sous réserve des dispositions du II et du III ci-dessous, toutes les activités qui y concourent directement ou indirectement. Pour exercer les activités concourant directement ou indirectement à son objet, Electricité de France crée des filiales ou prend directement ou par l'intermédiaire de ses filiales des participations dans des sociétés, groupements ou organismes.

Electricité de France et les filiales qu'il contrôle directement ou indirectement peuvent exercer toute activité à l'étranger.

II. - Electricité de France peut, par des filiales ou des sociétés, groupements ou organismes dans lesquels lui-même ou ses filiales détiennent des participations, proposer aux clients éligibles présents sur le territoire national une offre globale de prestations techniques ou commerciales accompagnant la fourniture d'électricité.

III. - Électricité de France, en dehors de sa mission de fourniture d'électricité, et les filiales qu'il contrôle directement ou indirectement ne peuvent proposer aux clients non éligibles présents sur le territoire national que des prestations de conseil destinées à promouvoir la maîtrise de la demande d'électricité. Ils ne peuvent offrir de services portant sur la réalisation ou l'entretien des installations intérieures, la vente et la location d'appareils utilisateurs d'énergie.

Électricité de France peut toutefois, par des filiales ou des sociétés, groupements ou organismes, dans lesquels lui-même ou ses filiales détiennent des participations, proposer aux collectivités locales des prestations liées à la production, au transport, à la distribution ou à l'utilisation de Électricité de France, en tant que partenaire des collectivités territoriales, peut intervenir comme conducteur d'opérations conformément aux dispositions de l'article 6 de la loi n° 85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique et à ses rapports avec la maîtrise d'œuvre privée.

Un observatoire de la diversification des activités d'Electricité de France destinées aux clients finals éligibles et non éligibles, se réunissant au moins deux fois par an, émet un avis motivé sur toute question relevant de l'application du II et du présent paragraphe. Il peut, à tout moment, être saisi par le ministre chargé de l'énergie de demandes d'avis ou d'études sur ces mêmes questions.

IV. - Un décret en Conseil d'Etat précise en tant que de besoin les modalités d'application du présent article.

Titre VIII - Dispositions sociales

Article 45 - Le titre Ier du livre VII du code du travail est complété par un chapitre III ainsi rédigé :
« Chapitre III - « Industries électriques et gazières

« Art. L. 713-1. - Dans les industries électriques et gazières, sans préjudice des dispositions de l'article L. 134-1, des accords professionnels peuvent compléter, dans des conditions plus favorables aux salariés, les dispositions statutaires ou en déterminer les modalités d'application dans les limites fixées par le statut national du personnel.

« Les dispositions du titre III du livre Ier relatives aux conventions ou accords collectifs de travail sont applicables au personnel de l'industrie électrique et gazière dans les conditions fixées par un décret en Conseil d'Etat après avis du Conseil supérieur de l'électricité et du gaz. Les attributions conférées par lesdites dispositions au ministre du travail sont exercées, en ce qui concerne ce personnel, conjointement par le ministre chargé de l'énergie et le ministre chargé du travail.

« Les attributions de la Commission nationale de la négociation collective en matière d'extension des accords collectifs et d'abrogation des arrêtés d'extension sont exercées par la Commission supérieure nationale du personnel des industries électriques et gazières qui comprend, en nombre égal et sous la présidence du ministre chargé de l'énergie, des représentants des organisations syndicales de salariés et des représentants des organisations d'employeurs les plus représentatives dans la branche. Le décret en Conseil d'Etat mentionné à l'alinéa précédent fixe la composition et les modalités de fonctionnement de cette commission.

« Art. L. 713-2. - I. - Des dispositions stipulées par accord professionnel se substituent, sous réserve que l'accord soit étendu par arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du travail, à toute mesure prise, avant l'entrée en application du présent article, par Electricité de France et Gaz de France en exécution du statut national du personnel des industries électriques et gazières.

« II. - Un décret en Conseil d'Etat détermine la liste des mesures nécessaires à l'application du statut national à l'ensemble du personnel de l'industrie électrique et gazière que le ministre chargé de l'énergie est autorisé à prendre, en cas de nécessité, aux lieu et place des partenaires sociaux, jusqu'à l'intervention d'un accord collectif étendu. »

Article 46 - Électricité de France tient, dans sa comptabilité interne, des comptes séparés pour, d'une part, le service des prestations d'invalidité, vieillesse et décès définies au statut national du personnel des industries électriques et gazières ainsi que le service des prestations accessoires et, d'autre part, la compensation, entre les employeurs dont le personnel relève du statut, des charges supportées au titre des maladies, maternités, accidents du travail et maladies professionnelles, des avantages familiaux et des avantages à titre militaire tels que prévus audit statut.

Un décret en Conseil d'Etat fixe les modalités d'application du présent article et organise notamment les conditions du contrôle utile à l'application des dispositions prévues à l'alinéa précédent.

Titre IX - Dispositions diverses ou transitoires

Article 47 - Toute personne physique ou morale qui produit, transporte, distribue, importe, exporte ou fournit de l'électricité est tenue d'adresser au ministre chargé de l'énergie toutes les données relatives à son activité et qui sont nécessaires :

1° A l'établissement de statistiques aux fins d'élaboration de la politique énergétique en matière d'électricité et de communication à des organismes spécialisés dans le cadre des engagements internationaux de la France ;

2° A la transmission à la Commission des Communautés européennes des éléments nécessaires au calcul de la part communautaire moyenne qui définit le degré d'ouverture du marché communautaire de l'électricité ;

3° A la définition des clients éligibles mentionnés à l'article 22 ;

4° Au suivi de l'impact de la présente loi sur le niveau et la structure de l'emploi dans le secteur de l'électricité.

La liste des données à fournir est fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Le Gouvernement communique la synthèse de ces données aux commissions du Parlement compétentes en matière d'électricité. Cette synthèse fait, le cas échéant, l'objet d'une publication.

Les agents chargés de recueillir et exploiter ces données sont tenus au secret professionnel.

Les informations recueillies en application du présent article, lorsqu'elles sont protégées par un secret visé à l'article 6 de la loi n° 78-753 du 17 juillet 1978 précitée, ne peuvent être divulguées.

Article 48 - A compter de la publication de la présente loi, les charges ultérieures au 19 février 1999 et résultant d'engagements ou de garanties d'exploitation accordées aux opérateurs du secteur électrique avant le 19 février 1997 peuvent faire l'objet d'un financement spécifique dans les conditions ci-après.

Ces charges concernent les contrats de type « appel modulable » passés par Electricité de France avec les producteurs autonomes de pointe.

Ces charges sont évaluées, financées et recouvrées selon les mêmes modalités que celles définies au I de l'article 5 pour les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité.

Un décret en Conseil d'Etat détermine les modalités d'application du présent article.

Article 49 - Lorsqu'un client éligible exerce, pour un site donné tel que défini à l'article 22 de la présente loi, les droits accordés au III de ce même article, les contrats en cours concernant la fourniture de ce site par Electricité de France ou les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont résiliés de plein droit.

Article 50 - Les contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi entre Électricité de France ou les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, peuvent être dénoncés par les producteurs d'électricité moyennant un préavis de trois mois, sans que puissent être opposées les clauses d'exclusivité que peuvent comporter ces contrats.

A compter de la date de publication de la présente loi, les surcoûts qui peuvent résulter des contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi entre Électricité de France ou les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, font l'objet, lorsqu'ils sont maintenus et jusqu'au terme initialement fixé lors de leur conclusion, d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la présente loi.

Par dérogation aux premier et deuxième alinéas, les contrats et conventions précités qui lient Électricité de France à une entreprise du secteur public sont révisés par les parties dans un délai d'un an à compter de la publication de la présente loi, afin de les mettre en conformité avec ses dispositions. A défaut d'accord entre les parties dans ce délai, un comité, composé de deux membres désignés respectivement par Électricité de France et par son ou ses cocontractants et d'un président désigné par le ministre chargé de l'énergie, détermine, par une décision prise à la majorité dans un délai de six mois, les conditions de révision desdits contrats et conventions, et notamment les conditions de l'éventuelle indemnisation. Cette décision peut faire l'objet d'un recours de plein contentieux devant le Conseil d'Etat statuant en premier et dernier ressort.

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas aux contrats mentionnés au deuxième alinéa de l'article 48, ainsi qu'aux conventions et contrats venant à expiration dans un délai inférieur à deux ans à compter de la publication de la présente loi.

Article 51 - En tant que de besoin, les contrats de concessions de distribution publique d'électricité et les règlements de service des régies en vigueur à la date de publication des décrets prévus au II de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales sont mis en conformité avec les dispositions de ces décrets, dans un délai fixé, pour chaque décret, à deux ans à compter de sa date de publication.

Article 52 - L'article L. 2333-85 du code général des collectivités territoriales est ainsi rédigé : « Art. L. 2333-85. - A compter de l'exercice 2000, les redevances visées à l'article L. 2333-84 sont payables annuellement et d'avance. »

Article 53 - I. - La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée est ainsi modifiée :

1° L'article 1er est complété par un alinéa ainsi rédigé :

« Toutefois, à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les activités de production, d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que les activités de fourniture aux clients éligibles sont exercées dans les conditions déterminées par cette même loi. » ;

2° Le premier alinéa de l'article 8 bis est ainsi rédigé :

« Électricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la présente loi ne peuvent acheter l'énergie produite par les producteurs installés sur le territoire national que si leurs installations ont été régulièrement autorisées et, le cas échéant, concédées. » ;

3° Les quatorzième, seizième et dix-neuvième alinéas de l'article 20 sont supprimés ;

4° L'article 20 est complété par un alinéa ainsi rédigé : « Au sein de chacun des services nationaux, le conseil d'administration peut déléguer à son président celles de ses compétences que la loi ou la réglementation en vigueur ne lui prescrivent pas d'exercer lui-même, avec la faculté de les déléguer et de les subdéléguer ; il peut aussi habiller le président à déléguer sa signature. Un décret précisera en tant que de besoin les modalités de publication de ces délégations et subdélégations. » ;

5° Le neuvième alinéa de l'article 33 est supprimé ;

6° Les troisième à neuvième alinéas de l'article 45 sont remplacés par un alinéa ainsi rédigé : « Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz est composé par parties égales de membres du Parlement, de représentants des ministères concernés, des collectivités locales, des consommateurs éligibles et non éligibles, des entreprises électriques et gazières et du personnel de ces industries. » ;

7° au 4° de l'article 46, après les mots : « services de distribution », sont insérés les mots : « de gaz ».

II. - Sous réserve des décisions de justice passées en force de chose jugée, sont validés les actes réglementaires, décisions, accords, contrats et marchés signés par les services nationaux Electricité de France ou Gaz de France antérieurement à la date de la publication de la présente loi, en tant qu'ils ont été pris ou conclus sur le fondement de délibérations de leur conseil d'administration par lesquelles le conseil a délégué certaines de ses compétences à son président ou au directeur général du service national, avec le cas échéant faculté de les subdéléguer.

Les mêmes actes sont validés, en tant qu'ils seront signés sur le fondement de ces mêmes délibérations, jusqu'à la publication de nouvelles délégations et subdélégations de compétences dans les formes prévues au dernier alinéa de l'article 20 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et, au plus tard, jusqu'au terme d'une période de deux mois suivant la date de publication de la présente loi.

Article 54 - Sont abrogés :

1° L'article 27 de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique ;

2° L'article 8 de la loi du 27 mai 1921 approuvant le programme des travaux d'aménagement du Rhône de la frontière suisse à la mer ;

3° Le décret no 55-549 du 20 mai 1955 relatif à la réalisation du deuxième plan de modernisation et d'équipement de l'énergie électrique (1954-1957) et le décret n° 60-935 du 31 août 1960 étendant certaines dispositions du décret n° 55-549 du 20 mai 1955 précité ;

4° Le décret n° 55-662 du 20 mai 1955 réglant les rapports entre les établissements visés par les articles 2 et 23 de la loi du 8 avril 1946 et les producteurs autonomes d'énergie électrique.

Article 55 - L'article 1er de la loi n° 75-622 du 11 juillet 1975 relative à la nationalisation de l'électricité dans les départements d'outre-mer et l'article 7 de l'ordonnance n° 77-1106 du 26 septembre 1977 portant extension et adaptation au département de Saint-Pierre-et-Miquelon de diverses dispositions législatives relatives au domaine industriel, agricole et commercial sont complétés par un alinéa ainsi rédigé : « A compter de la date d'entrée en vigueur de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les activités de production, d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que les activités de fourniture aux clients éligibles sont exercées dans les conditions déterminées par cette même loi. »

ANEXO II:

Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

**Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité
produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent**

NOR : DEVE0826217A

Le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, et la ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi,

Vu la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, notamment son article 10 ;

Vu le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 modifié fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, notamment son article 2 ;

Vu le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 modifié relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, notamment son article 8 ;

Vu l'avis du Conseil supérieur de l'énergie en date du 2 septembre 2008 ;

Vu l'avis de la Commission de régulation de l'énergie en date du 30 octobre 2008,

Art. 1^{er}. – Le présent arrêté fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret du 6 décembre 2000 susvisé. Ces installations sont de deux types :

1° Les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées à terre ;

2° Les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive.

ANNEXE

TARIFS MENTIONNÉS À L'ARTICLE 3 DE L'ARRÊTÉ

L'énergie électrique active fournie par le producteur est facturée à l'acheteur sur la base des tarifs ci-dessous, exprimés en c€/kWh hors TVA.

1° Durée annuelle de fonctionnement :

La durée annuelle de fonctionnement est définie comme le quotient de l'énergie produite pendant une année par la puissance maximale installée.

2° Durée annuelle de fonctionnement de référence :

A l'issue de chacune des dix premières années de fonctionnement de l'installation, la durée annuelle de fonctionnement est calculée conformément au 1°. La durée annuelle de fonctionnement de référence correspond à la moyenne des huit durées annuelles médianes calculées précédemment (c'est-à-dire en éliminant la durée annuelle la plus forte et la durée annuelle la plus faible).

3° Tarifs :

Le tarif applicable à l'énergie active fournie est égal à T, défini selon les modalités ci-dessous.

Pour les installations visées au 1° de l'article 1^{er} implantées en métropole, T est défini dans le tableau ci-dessous :

DURÉE ANNUELLE de fonctionnement de référence	T POUR LES 10 premières années (c€/kWh)	T POUR LES 5 années suivantes (c€/kWh)
2 400 heures et moins	8,2	8,2
Entre 2 400 et 2 800 heures	8,2	Interpolation linéaire
2 800 heures	8,2	6,8
Entre 2 800 et 3 600 heures	8,2	Interpolation linéaire
3 600 heures et plus	8,2	2,8

Pour les installations visées au 1° de l'article 1^{er} implantées dans les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte, T = 11 c€/kWh.

Pour les installations visées au 2° de l'article 1^{er}, T est défini dans le tableau ci-dessous :

DURÉE ANNUELLE de fonctionnement	T POUR LES 10 premières années (c€/kWh)	T POUR LES 10 années suivantes (c€/kWh)
2 800 heures et moins	13	13
Entre 2 800 et 3 200 heures	13	Interpolation linéaire
3 200 heures	13	9
Entre 3 200 et 3 900 heures	13	Interpolation linéaire
3 900 heures et plus	13	3

ANEXO III:

Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3o de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000

Décrets, arrêtés, circulaires

TEXTES GÉNÉRAUX

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT

Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

NOR : DEVR1106450A

La ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, la ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre auprès de la ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique,

Vu la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, notamment son article 10 ;

Vu la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, notamment son article 76 ;

Vu le décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 relatif au contrôle et à l'attestation de la conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur ;

Vu le décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité, notamment son article 1^{er} ;

Vu le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, notamment son article 2 ;

Vu le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 modifié relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, notamment son article 8 ;

Vu l'arrêté du 23 avril 2008 relatif au raccordement des installations de production électrique au réseau public de distribution ;

Vu l'arrêté du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et aux modalités d'agrément des personnes ou organismes pour la vérification des installations électriques ;

Vu l'avis du Conseil supérieur de l'énergie en date du 2 mars 2011 ;

Vu l'avis de la Commission de régulation de l'énergie en date du 3 mars 2011,

Arrêtent :

Art. 1^{er}. – Le présent arrêté fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil, telles que visées au 3° de l'article 2 du décret du 6 décembre 2000 susvisé.

Les tarifs d'achat applicables à l'énergie fournie par les installations susmentionnées sont définis à l'annexe 1 du présent arrêté.

Les définitions relatives à une installation photovoltaïque pour l'application du présent arrêté sont données à l'annexe 3 du présent arrêté.

Art. 2. – L'installation du producteur est décrite dans le contrat d'achat, qui précise ses caractéristiques principales :

1. Lieu, département et région ou collectivité territoriale de l'installation ;

2. Nature de l'installation :

- installation respectant les critères d'intégration au bâti, installation respectant les critères d'intégration simplifiée au bâti ; autre installation ;
- usage principal du bâtiment d'implantation lorsque l'installation respecte les critères d'intégration au bâti ;

3. Nature de l'exploitation : vente en surplus ou vente en totalité ;

4. Puissance crête totale installée pour les générateurs photovoltaïques telle que définie par les normes NF EN 61215 et NF EN 61646 ou puissance électrique maximale installée dans les autres cas. La puissance crête totale installée ne peut être inférieure à la puissance installée telle que définie à l'article 1^{er} du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 susvisé ;

5. Tension de livraison ;

6. Type de technologie utilisée parmi la liste suivante pour les projets dont la demande de raccordement au réseau est envoyée après le 1^{er} juillet 2011 : silicium poly-cristallin ; silicium mono-cristallin ; silicium amorphe ; couche mince à base de tellure de cadmium ; couche mince à base de cuivre, d'indium, sélénium ; couche mince à base de composés organiques ; autre.

Le contrat d'achat mentionne également la puissance crête Q définie en annexe 1 de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale.

Art. 3. – Le contrat d'achat est conclu pour une durée de vingt ans à compter de la date de mise en service de l'installation. La date de mise en service de l'installation correspond à la date de mise en service de son raccordement au réseau public. Cette mise en service doit avoir lieu dans un délai de dix-huit mois à compter de la date de demande complète de raccordement au réseau public par le producteur. En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat d'achat est réduite du triple de la durée de dépassement.

Le délai mentionné au premier alinéa est prolongé lorsque la mise en service de l'installation est retardée du fait des délais nécessaires à la réalisation des travaux de raccordement et à condition que l'installation ait été achevée dans le délai prévu au premier alinéa. La mise en service de l'installation doit, dans ce cas, intervenir au plus tard deux mois après la fin des travaux de raccordement.

Pour l'application du second alinéa, la date d'achèvement de l'installation correspond à la date où le producteur soumet :

- pour une installation raccordée en basse tension, l'attestation de conformité aux prescriptions de sécurité mentionnée dans le décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 au visa d'un des organismes visés à l'article 4 de ce même décret ;
- pour une installation raccordée à un niveau de tension supérieur, les rapports de vérification vierges de toute remarque délivrés par un organisme agréé pour la vérification initiale des installations électriques conformément aux dispositions prévues par l'arrêté du 22 décembre 2000 susvisé.

Art. 4. – Pour l'application du présent arrêté, la notion de trimestre correspond à un trimestre civil, sauf le trimestre défini par N = 1 à l'annexe 1, qui débute à la date d'entrée en vigueur du présent arrêté et prend fin au 30 juin 2011.

A la fin de chaque trimestre, chaque gestionnaire de réseaux publics d'électricité transmet à la Commission de régulation de l'énergie, dans un délai de quinze jours à compter de la fin du trimestre, un bilan établi selon le modèle donné en annexe 4 des demandes complètes de raccordement formulées sur son périmètre de gestion au cours du trimestre écoulé.

Pour être considérée comme complète, la demande de raccordement au réseau public par le producteur doit comporter les éléments définis aux articles 2 et 9 ainsi que les éléments précisés dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public auquel l'installation est raccordée. Elle doit être adressée par voie postale, par fax, par courrier électronique, ou, le cas échéant, par le biais d'un site internet mis en place par le gestionnaire de réseau public auquel l'installation est raccordée lorsque celui-ci dispose d'un tel moyen, la charge de la preuve de l'envoi reposant sur le producteur en cas de litige.

Art. 5. – La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres en charge de l'énergie et de l'économie, dans un délai de sept jours à compter de la réception des bilans mentionnés à l'article 4, les valeurs des coefficients S_N et V_N résultant de l'application de l'annexe 1 du présent arrêté, l'indice N représentant le trimestre sur lequel portent les bilans, ainsi que les données permettant de déterminer ces valeurs. Les ministres homologuent ces coefficients par arrêté.

La Commission de régulation de l'énergie publie alors en ligne sur son site internet les valeurs des coefficients ainsi homologués ainsi que la valeur des tarifs T_1 à T_4 résultant de l'application de l'annexe 1 suivant les différentes valeurs possibles des coefficients D et E. Elle tient à jour sur son site internet un tableau représentant l'ensemble des coefficients déjà arrêtés.

Art. 6. – L'énergie annuelle susceptible d'être achetée, calculée à partir de la date anniversaire de prise d'effet du contrat d'achat, est plafonnée. Le plafond est défini comme le produit de la puissance crête installée par une durée de 1 500 heures si l'installation est située en métropole continentale ou de 1 800 heures dans les autres cas. Pour les installations photovoltaïques pivotantes sur un ou deux axes permettant le suivi de la course du soleil, le plafond est défini comme le produit de la puissance crête installée par une durée de 2 200 heures si l'installation est située en métropole continentale ou de 2 600 heures dans les autres cas. Ce plafonnement ne s'applique pas aux installations solaires thermodynamiques.

L'énergie produite au-delà des plafonds définis à l'alinéa précédent est rémunérée à 5 c€/kWh.

En cas de production supérieure à 90 % du plafond annuel, l'acheteur pourra faire effectuer des contrôles afin de vérifier la conformité de l'installation.

Art. 7. – Une installation mise en service avant la date de publication du présent arrêté, ou qui a déjà produit de l'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial, et qui n'a jamais bénéficié de l'obligation d'achat peut bénéficier d'un contrat d'achat dans les conditions tarifaires définies dans le présent arrêté multipliées par le coefficient Y défini ci-après :

$$Y = (20 - M)/20 \text{ si } M \text{ est inférieure à } 20 \text{ ans ;}$$

$Y = 1/20$ si M est supérieur ou égal à 20 ans,
où M est le nombre d'années, entières ou partielles, comprises entre la date de mise en service de l'installation et la date de signature du contrat d'achat.

A cet effet, le producteur dépose auprès de l'acheteur concerné une demande de contrat d'achat. Pour être considérée comme complète, celle-ci doit comporter l'ensemble des éléments figurant à l'article 2. Elle doit être adressée par voie postale, la charge de la preuve de l'envoi reposant sur le producteur en cas de litige.

Le producteur fournit à l'acheteur une attestation sur l'honneur précisant la date de mise en service de l'installation. Le producteur tient les justificatifs correspondants (factures d'achat des composants, contrats d'achat, factures correspondant à l'électricité produite depuis la mise en service) à la disposition de l'acheteur.

Pour ces installations, la valeur de l'indice N défini à l'annexe 1 correspond au trimestre durant lequel le producteur a envoyé sa demande complète de contrat d'achat à l'acheteur.

Art. 8. – Chaque contrat d'achat comporte les dispositions relatives à l'indexation des tarifs qui lui sont applicables. Cette indexation s'effectue à chaque date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat, par l'application du coefficient L défini ci-après :

$$L = 0,8 + 0,1 (ICTrev-TS/ICTrev-TSo) + 0,1 (FM0ABE0000/ FM0ABE0000o),$$

formule dans laquelle :

1° ICTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} novembre précédant la date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

2° FM0ABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} novembre précédant la date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français, ensemble de l'industrie, A10 BE, prix départ usine ;

3° ICTrev-TSo et FM0ABE0000o sont les dernières valeurs définitives connues au 1^{er} novembre précédant la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Art. 9. – Pour les installations de puissance crête supérieure à 9 kW, le producteur fournit lors de sa demande de raccordement au gestionnaire de réseau l'un des deux documents suivants :

- une attestation en langue française datant de moins de trois mois de son commissaire au compte, d'un organisme bancaire ou d'un comptable public certifiant que le producteur ou son actionnaire majoritaire dispose de fonds propres, à date de la dernière année audité, à hauteur de 0,6 € par watt pour l'installation considérée, ainsi que pour l'ensemble de ses projets en file d'attente à partir de la date de publication du présent arrêté. Cette attestation précise les caractéristiques de l'installation mentionnées aux 1, 2 et 4 de l'article 2 ;
- une offre de prêt en langue française d'un ou plusieurs organismes bancaires ou financiers sur le financement nécessaire à la réalisation de l'installation. Cette offre de prêt mentionne les caractéristiques de l'installation mentionnées aux 1, 2 et 4 de l'article 2 et peut être conditionnée, d'une part, à l'obtention par le producteur du tarif d'achat résultant de l'application des conditions de l'annexe 1 pour le trimestre en cours et, d'autre part, au fait que le coût du raccordement de l'installation au réseau public d'électricité tel que précisé dans la proposition technique et financière du gestionnaire de réseau n'excède pas la somme de 500 euros multiplié par la puissance crête, exprimée en kilowatt, de l'installation.

Art. 10. – Le directeur de l'énergie est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au *Journal officiel* de la République française et entrera en vigueur le 10 mars 2011.

Fait le 4 mars 2011.

*La ministre de l'écologie,
du développement durable,
des transports et du logement,
Pour la ministre et par délégation :
Le directeur de l'énergie,
P.-M. ABADIE*

*La ministre de l'économie,
des finances et de l'industrie,
Pour la ministre et par délégation :
La directrice générale
de la concurrence, de la consommation
et de la répression des fraudes,
N. HOMOBONO*

*Le ministre auprès de la ministre de l'économie,
des finances et de l'industrie,
chargé de l'industrie,
de l'énergie et de l'économie numérique,
Pour le ministre et par délégation :
Le directeur de l'énergie,
P.-M. ABADIE*

A N N E X E S

A N N E X E 1

TARIFS D'ACHAT

1. L'énergie active fournie par le producteur est facturée à l'acheteur sur la base des tarifs définis ci-dessous. Ils sont exprimés en c€/kWh hors TVA.

2. En fonction de la puissance crête de l'installation, notée P et exprimée en kW, et de la puissance crête de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale, notée Q et exprimé en kW, il est défini un coefficient D de la façon suivante :

- si $P + Q$ est inférieure ou égale à 9 kW, alors $D = 1$;
- si $P + Q$ est supérieure à 9 kW et est inférieure ou égale à 36 kW, alors $D = 0,875$ lorsque le bâtiment d'implantation est à usage principal d'habitation, $D = 1$ lorsque le bâtiment est à usage principal d'enseignement et de santé et $D = 0$ dans les autres cas ;
- si $P + Q$ est supérieure à 36 kW, alors $D = 0$.

3. En fonction de la puissance crête de l'installation, notée P et exprimée en kW, et de la puissance crête de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale, notée Q et exprimé en kW, il est défini un coefficient E de la façon suivante :

- si $P + Q$ est inférieure ou égale à 36 kW, alors $E = 1$;
- si $P + Q$ est supérieure à 36 kW et est inférieure ou égale à 100 kW, alors $E = 0,95$;
- si $P + Q$ est supérieure à 100 kW, alors $E = 0$.

4. A l'issue de chaque trimestre, représenté par l'indice i , il est défini un coefficient S_i en fonction du nombre de la puissance crête des demandes complètes de raccordement effectuées sur l'ensemble du territoire national durant le trimestre selon le tableau suivant :

Puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration au bâti et situées sur des bâtiments à usage principal d'habitation pour lesquelles une demande complète de raccordement a été effectuée durant le trimestre i	VALEUR du coefficient S_i
Supérieure à 65 MW	0,095
Supérieure à 55 MW et inférieure ou égale à 65 MW	0,075
Supérieure à 45 MW et inférieure ou égale à 55 MW	0,060
Supérieure à 35 MW et inférieure ou égale à 45 MW	0,045
Supérieure à 27 MW et inférieure ou égale à 35 MW	0,035
Supérieure à 23 MW et inférieure ou égale à 27 MW	0,026
Supérieure à 15 MW et inférieure ou égale à 23 MW	0,020
Supérieure à 5 MW et inférieure ou égale à 15 MW	0,015
Inférieure ou égale à 5 MW	0,000

5. A l'issue de chaque trimestre, représenté par l'indice i , il est défini un coefficient V_i en fonction du nombre de la puissance crête des demandes complètes de raccordement effectuées sur l'ensemble du territoire national durant le trimestre selon le tableau suivant :

Puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration simplifiée au bâti et des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration au bâti situées sur un bâtiment à usage principal autre qu'un usage d'habitation pour lesquelles une demande complète de raccordement a été effectuée durant le trimestre i	VALEUR du coefficient V_i
Supérieure à 65 MW	0,095
Supérieure à 55 MW et inférieure ou égale à 65 MW	0,075
Supérieure à 45 MW et inférieure ou égale à 55 MW	0,060
Supérieure à 35 MW et inférieure ou égale à 45 MW	0,045
Supérieure à 27 MW et inférieure ou égale à 35 MW	0,035
Supérieure à 23 MW et inférieure ou égale à 27 MW	0,026
Supérieure à 15 MW et inférieure ou égale à 23 MW	0,020
Supérieure à 5 MW et inférieure ou égale à 15 MW	0,015
Inférieure ou égale à 5 MW	0,000

6. Pour une installation respectant les critères d'intégration au bâti définis à l'annexe 2, installée sur un bâtiment à usage principal d'habitation et dont la demande complète de raccordement est effectuée après l'entrée en vigueur du présent arrêté, le tarif d'achat, noté T_1 et exprimé en c€/kWh, est défini par la formule suivante :

$$T_1 = 46 \times D \times \prod_{i=1}^{N-1} (1 - S_i) \quad \text{formule dans laquelle :}$$

- l'indice N correspond au trimestre durant lequel le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée ;
- les indices i représentent les trimestres écoulés entre la date d'entrée en vigueur du présent arrêté et la date à laquelle le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée ;

- le symbole $\prod_{i=1}^{N-1} (1 - S_i)$ est égal à 1 lorsque N vaut 1 et est égal au produit des coefficients

- ($1 - S_i$) décrits au 4 de la présente annexe pour i variant de 1 à N – 1 lorsque N est supérieur à 1 ;
- D est le coefficient décrit au 2 de la présente annexe.

Le cas échéant, la valeur du tarif T_1 , calculée sans arrondi intermédiaire, est arrondie par défaut à la seconde décimale.

7. Pour une installation respectant les critères d'intégration au bâti définis à l'annexe 2, installée sur un bâtiment à usage principal d'enseignement ou de santé et dont la demande complète de raccordement est effectuée après l'entrée en vigueur du présent arrêté, le tarif d'achat, noté T_2 et exprimé en c€/kWh, est défini par la formule suivante :

$$T_2 = 40,6 \times D \times \prod_{i=1}^{N-1} (1 - V_i) \quad \text{formule dans laquelle :}$$

- l'indice N correspond au trimestre durant lequel le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée ;
- les indices i représentent les trimestres écoulés entre la date d'entrée en vigueur du présent arrêté et la date à laquelle le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée ;

- le symbole $\prod_{i=1}^{N-1} (1 - V_i)$ est égal à 1 lorsque N vaut 1 et est égal au produit des coefficients

- ($1 - V_i$) décrits au 5 de la présente annexe pour i variant de 1 à N – 1 lorsque N est supérieur à 1 ;
- D est le coefficient décrit au 2 de la présente annexe.

Le cas échéant, la valeur du tarif T_2 , calculée sans arrondi intermédiaire, est arrondie par défaut à la seconde décimale.

8. Pour une installation respectant les critères d'intégration au bâti définis à l'annexe 2, installée sur un bâtiment qui n'est pas à usage principal d'habitation, d'enseignement ou de santé et dont la demande complète de raccordement est effectuée après l'entrée en vigueur du présent arrêté, le tarif d'achat, noté T_3 et exprimé en c€/kWh, est défini par la formule suivante :

$$T_3 = 35,2 \times D \times \prod_{i=1}^{N-1} (1 - V_i) \text{ formule dans laquelle :}$$

- l'indice N correspond au trimestre durant lequel le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée ;
- les indices i représentent les trimestres écoulés entre la date d'entrée en vigueur du présent arrêté et la date à laquelle le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée ;

- le symbole $\prod_{i=1}^{N-1} (1 - V_i)$ est égal à 1 lorsque N vaut 1 et est égal au produit des coefficients

$(1 - V_i)$ décrits au 5 de la présente annexe pour i variant de 1 à $N-1$ lorsque N est supérieur à 1 ;

– D est le coefficient décrit au 2 de la présente annexe.

Le cas échéant, la valeur du tarif T_3 , calculée sans arrondi intermédiaire, est arrondie par défaut à la seconde décimale.

9. Pour une installation respectant les critères d'intégration simplifiée au bâti définis à l'annexe 2 et dont la demande complète de raccordement est effectuée après l'entrée en vigueur du présent arrêté, le tarif d'achat, noté T_4 et exprimé en c€/kWh, est défini par la formule suivante :

$$T_4 = 30,35 \times E \times \prod_{i=1}^{N-1} (1 - V_i) \text{ formule dans laquelle :}$$

- l'indice N correspond au trimestre durant lequel le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée ;
- les indices i représentent les trimestres écoulés entre la date d'entrée en vigueur du présent arrêté et la date à laquelle le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée ;

- le symbole $\prod_{i=1}^{N-1} (1 - V_i)$ est égal à 1 lorsque N vaut 1 et est égal au produit des coefficients

$(1 - V_i)$ décrits au 5 de la présente annexe pour i variant de 1 à $N-1$ lorsque N est supérieur à 1 ;

– E est le coefficient décrit au 3 de la présente annexe.

Le cas échéant, la valeur du tarif T_4 , calculée sans arrondi intermédiaire, est arrondie par défaut à la seconde décimale.

10. Pour les installations au sol, les installations sur bâtiment ne respectant ni les critères d'intégration au bâti, ni les critères d'intégration simplifiée au bâti définis à l'annexe 2, les installations de puissance crête supérieure à 36 kW situées sur un bâtiment à usage principal d'habitation, d'enseignement ou de santé et qui respectent les critères d'intégration au bâti définis à l'annexe 2, les installations de puissance crête supérieure à 9 kW situées sur un bâtiment qui n'est pas à usage principal d'habitation, d'enseignement ou de santé et qui respectent les critères d'intégration au bâti définis à l'annexe 2 et les installations sur bâtiment de puissance crête supérieure à 100 kW qui respectent les critères d'intégration simplifiée au bâti définis à l'annexe 2, le tarif d'achat, noté T_5 et exprimé en c€/kWh, est défini par la formule suivante :

$$T_5 = 12 \times 0,974^{N-1}$$

formule dans laquelle l'indice N correspond au trimestre durant lequel le producteur a envoyé la demande complète de raccordement au gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée.

ANNEXE 2

CRITÈRES D'INTÉGRATION AU BÂTI ET CRITÈRE D'INTÉGRATION SIMPLIFIÉE AU BÂTI

1. Une installation photovoltaïque respecte les critères d'intégration au bâti si et seulement si elle remplit toutes les conditions suivantes :

1.1. Le système photovoltaïque est installé sur la toiture d'un bâtiment clos (sur toutes les faces latérales) et couvert, assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités. L'installation photovoltaïque est installée dans le plan de la toiture au sens défini à l'annexe 5 du présent arrêté.

1.2. Le système photovoltaïque remplace des éléments du bâtiment qui assurent le clos et couvert, et assure la fonction d'étanchéité. Après installation, le démontage du module photovoltaïque ou du film photovoltaïque ne peut se faire sans nuire à la fonction d'étanchéité assurée par le système photovoltaïque ou rendre le bâtiment impropre à l'usage.

1.3. Pour les systèmes photovoltaïques composés de modules rigides, les modules constituent l'élément principal d'étanchéité du système.

1.4. Pour les systèmes photovoltaïques composés de films souples, l'assemblage est effectué en usine ou sur site. L'assemblage sur site est effectué dans le cadre d'un contrat de travaux unique ;

2. Par exception aux dispositions du paragraphe 1, une installation photovoltaïque respecte les critères d'intégration au bâti lorsqu'elle remplit toutes les conditions suivantes :

2.1. Le système photovoltaïque est installé sur un bâtiment clos (sur toutes les faces latérales) et couvert, assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités.

2.2. Le système photovoltaïque remplit au moins l'une des fonctions suivantes :

2.2.1. Allège ;

2.2.2. Bardage ;

2.2.3. Brise-soleil ;

2.2.4. Garde-corps de fenêtre, de balcon ou de terrasse ;

2.2.5. Mur-rideau.

3. Une installation photovoltaïque respecte les critères d'intégration simplifiée au bâti si et seulement si elle remplit toutes les conditions suivantes :

3.1. Le système photovoltaïque est installé sur la toiture d'un bâtiment assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités. Il est parallèle au plan de ladite toiture.

3.2. Le système photovoltaïque remplace des éléments du bâtiment qui assurent le clos et couvert, et assure la fonction d'étanchéité.

4. Par exception aux dispositions du paragraphe 3, une installation photovoltaïque respecte les critères d'intégration simplifiée au bâti lorsqu'elle remplit l'ensemble des conditions suivantes :

4.1. Le système photovoltaïque est installé sur un bâtiment assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités.

4.2. Le système photovoltaïque remplit au moins l'une des fonctions suivantes :

4.1.1. Allège ;

4.1.2. Bardage ;

4.1.3. Brise-soleil ;

4.1.4. Garde-corps de fenêtre, de balcon ou de terrasse ;

4.1.5. Mur-rideau.

5. Par exception aux dispositions du paragraphe 3, une installation photovoltaïque respecte les critères d'intégration simplifiée au bâti lorsqu'elle remplit l'ensemble des conditions suivantes :

5.1. L'installation photovoltaïque est continue et recouvre au moins l'ensemble du plancher haut du bâtiment donnant sur l'extérieur ainsi que les acrotères, à l'exception des parties où le recouvrement est techniquement impossible (présence de locaux techniques ou d'équipements techniques de chauffage ventilation et conditionnement d'air) ;

5.2. A l'exception des parties où le recouvrement est techniquement impossible, l'installation photovoltaïque protège l'ensemble du bâtiment du soleil et est étanche à l'eau ;

5.3. L'installation photovoltaïque permet l'accès aux équipements et locaux techniques et à la maintenance de l'étanchéité.

6. Le producteur fournit à l'acheteur une attestation sur l'honneur de l'installateur du système photovoltaïque certifiant que :

- l'intégration au bâti ou l'intégration simplifiée au bâti a été réalisée dans le respect des règles d'éligibilité citées ci-dessus ;

- les ouvrages exécutés pour incorporer l'installation photovoltaïque dans le bâtiment ont été conçus et réalisés de manière à satisfaire l'ensemble des exigences auxquelles ils sont soumis, notamment les règles de conception et de réalisation visées par les normes NF DTU, des règles professionnelles ou des évaluations techniques (avis technique, dossier technique d'application, agrément technique européen, appréciation technique expérimentale, Pass'Innovation, enquête de technique nouvelle), ou toutes autres règles équivalentes d'autres pays membres de l'Espace économique européen.

Le producteur tient ces attestations ainsi que les justificatifs correspondants à la disposition du préfet.

A N N E X E 3

DÉFINITIONS

Système photovoltaïque.

Un système photovoltaïque est un procédé ou une solution technique de construction, rigide ou souple, composé d'un module ou d'un film photovoltaïque et d'éléments non productifs assurant des fonctions de fixation aux éléments mitoyens, de résistance mécanique ou d'étanchéité. L'ensemble est conçu spécifiquement pour la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

Installation photovoltaïque.

L'installation photovoltaïque est un ensemble composé du système photovoltaïque et des éléments assurant la transmission et la transformation du courant électrique (câblages, onduleurs, etc.).

Installation solaire thermodynamique.

Une installation solaire thermodynamique est un ensemble d'éléments techniques permettant de transformer, à l'aide de capteurs, l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur, puis celle-ci en énergie mécanique et électrique à travers un cycle thermodynamique.

Plan des éléments de couverture.

Le plan des éléments de couverture est défini comme étant le plan tangent aux points hauts des éléments de couverture, hors éléments en saillie (faîtage, chatière, fenêtres de toit...).

Plan du système photovoltaïque.

Le plan du système photovoltaïque est défini comme étant le plan tangent aux points hauts du champ des modules photovoltaïques, hors éléments en saillie (châtières, abergements, éléments de ventilation du procédé...).

Bâtiment à usage principal d'habitation, d'enseignement ou de santé.

Un bâtiment est considéré comme étant à usage principal d'habitation, d'enseignement ou de santé, lorsque plus de 50 % de la surface hors d'œuvre nette est dédiée à un usage d'habitation, d'enseignement ou de santé.

A N N E X E 4

INFORMATIONS À FOURNIR DANS LE BILAN TRIMESTRIEL DES DEMANDES COMPLÈTES DE RACCORDEMENT EFFECTUÉ PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ EN DIRECTION DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

Dans le bilan trimestriel qu'il adresse à la Commission de régulation de l'énergie, chaque gestionnaire de réseau public d'électricité inclut *a minima* le tableau ci-dessous complété en fonction des demandes complètes de raccordement reçues pour le trimestre considéré :

DEMANDES COMPLÈTES DE RACCORDEMENT reçues durant le trimestre considéré	PUISSANCE CRÊTE de l'installation (kW)	NOMBRE DE DEMANDES complètes de raccordement reçues	PUISSANCE CRÊTE CUMULÉE des demandes complètes de raccordement reçues (kW)
Installations situées sur des bâtiments à usage principal d'habitation et souhaitant bénéficier de l'intégration au bâti	Inférieure ou égale à 3 kW		
	Supérieure à 3 kW et inférieure ou égale à 9 kW		
	Supérieure à 9 kW et inférieure ou égale à 36 kW		
Installations situées sur des bâtiments à usage principal autre que l'habitation et souhaitant bénéficier de l'intégration au bâti	Inférieure ou égale à 3 kW		
	Supérieure à 3 kW et inférieure ou égale à 9 kW		
	Supérieure à 9 kW et inférieure ou égale à 36 kW		
Installations souhaitant bénéficier de l'intégration simplifiée au bâti	Inférieure ou égale à 36 kW		
	Supérieure à 36 kW et inférieure ou égale à 100 kW		

ANNEXE 5

CONDITIONS À REMPLIR PAR UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE SUR TOITURE
POUR ÊTRE CONSIDÉRÉE COMME ÉTANT INSTALLÉE DANS LE PLAN DE LA TOITURE

1. Une installation photovoltaïque couvrant l'ensemble d'un pan de toiture ou l'ensemble d'une toiture-terrasse est considérée comme étant installée dans le plan de la toiture.
2. Une installation photovoltaïque qui ne couvre pas l'ensemble d'un pan de toiture ou l'ensemble d'une toiture-terrasse et dont la demande complète de raccordement mentionnée à l'article 5 du présent arrêté a été envoyée avant le 1^{er} janvier 2012 est considérée comme étant installée dans le plan de la toiture lorsqu'elle remplit les deux conditions suivantes :
 - le plan du système photovoltaïque est parallèle au plan des éléments de couverture environnants ;
 - la hauteur de dépassement du plan du système photovoltaïque par rapport au plan des éléments de couverture environnants est inférieure ou égale à 60 mm.
3. Une installation photovoltaïque qui ne couvre pas l'ensemble d'un pan de toiture ou l'ensemble d'une toiture-terrasse et dont la demande complète de raccordement mentionnée à l'article 5 du présent arrêté a été envoyée à compter du 1^{er} janvier 2012 est considérée comme étant installée dans le plan de la toiture lorsqu'elle remplit les deux conditions suivantes :
 - le plan du système photovoltaïque est parallèle au plan des éléments de couverture environnants ;
 - la hauteur de dépassement du plan du système photovoltaïque par rapport au plan des éléments de couverture environnants est inférieure ou égale à 20 mm.

ANEXO IV:

REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

10556 *REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

La sociedad española actual, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental.

Además, la política energética nacional debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto.

La creación del régimen especial de generación eléctrica supuso un hito importante en la política energética de nuestro país. Los objetivos relativos al fomento de las energías renovables y a la cogeneración, se recogen en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), respectivamente. A la vista de los mismos se constata que aunque el crecimiento experimentado por el conjunto del régimen especial de generación eléctrica ha sido destacable, en determinadas tecnologías, los objetivos planteados se encuentran aún lejos de ser alcanzados.

Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, se hace necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre y 436/2004, de 12 de marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salva-

guardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación. El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento. Por último es necesario recoger los cambios normativos derivados de la normativa europea, así como del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, que introduce modificaciones importantes en cuanto al régimen jurídico de la actividad de cogeneración.

El presente real decreto sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

Para ello se mantiene un sistema análogo al contemplado en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En éste último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente liga-

dos a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

Por otra parte, para salvaguardar la seguridad y calidad del suministro eléctrico en el sistema, así como para minimizar las restricciones de producción a aquellas tecnologías consideradas hoy por hoy como no gestionables, se establecen unos objetivos de potencia instalada de referencia, coincidente con los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), para los que será de aplicación el régimen retributivo establecido en este real decreto.

Igualmente, durante el año 2008 se iniciará la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011-2020. Los nuevos objetivos que se establezcan se considerarán en la revisión del régimen retributivo prevista para finales de 2010.

Para el caso particular de la energía eólica, con el objeto de optimizar su penetración en el sistema eléctrico peninsular, además se iniciará en 2007 un estudio del potencial eólico evacuable a la red, cuyos resultados se tendrán en cuenta en la planificación futura de infraestructuras eléctricas para el período 2007-2016.

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad para la Unión Europea y sus Estados miembros, habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero, por todo ello el objetivo de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, expresado en su artículo 1.º, es incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad de abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración.

La retribución de la energía generada por la cogeneración se basa en los servicios prestados al sistema, tanto por su condición de generación distribuida como por su mayor eficiencia energética, introduciendo, por primera vez, una retribución que es función directa del ahorro de energía primaria que exceda del que corresponde al cumplimiento de los requisitos mínimos.

Como consecuencia de la derogación de los costes de transición a la competencia (CTC's), efectuada por el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, desapareció la prima de ciertas instalaciones de la categoría a) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con anterioridad a la fecha prevista inicialmente de 2010. Para paliar este agravio sobre las instalaciones cuya actividad no estaba directamente ligada a estos costes, se incrementa, desde la entrada en vigor del citado real decreto-ley y hasta la entrada en vigor del presente real decreto, el valor del incentivo de dichas instalaciones, en la cuantía de la prima suprimida, quedando la retribución total exactamente igual a la situación anterior a la modificación.

Además, se prevé que ciertas instalaciones de tecnologías asimilables al régimen especial pero que por lo elevado de su potencia deban estar incluidas en el régimen ordinario, o bien, instalaciones térmicas convencionales que utilicen biomasa o biogás, puedan percibir una prima o un complemento, para fomentar su implantación, por su contribución a los objetivos del régimen especial.

Por otro lado, se introducen sendas disposiciones adicionales relativas a los mecanismos de reparto de gastos y costes y la estimación de los costes de conexión para las instalaciones del régimen especial. necesarias para la incorporación al derecho español el contenido de los artículos 7.4 y 7.5 de la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, rela-

tiva a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

El real decreto se estructura sistemáticamente en cuatro capítulos. El capítulo I define el alcance objetivo de la norma y especifica las instalaciones que tienen la consideración de régimen especial, clasificándolas en categorías, grupos y subgrupos; el capítulo II regula el procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial; el capítulo III, los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial, y el capítulo IV, el régimen económico.

Con este real decreto se pretende que en el año 2010 se alcance el objetivo indicativo nacional incluido en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, de manera que al menos el 29,4 por ciento del consumo bruto de electricidad en 2010 provenga de fuentes de energía renovables.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, este real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 25 de mayo de 2007,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto:

a) El establecimiento de un régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial por una nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

b) El establecimiento de un régimen económico transitorio para las instalaciones incluidas en las categorías a), b), c) y d) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

c) La determinación de una prima que complemente el régimen retributivo de aquellas instalaciones con potencia superior a 50 MW, aplicable a las instalaciones incluidas en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y a las cogeneraciones.

d) La determinación de una prima que complemente el régimen retributivo de las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás en centrales térmicas del régimen ordinario, independientemente de su potencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este real decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos:

a) Categoría a): productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.

Tienen la consideración de productores cogeneradores aquellas personas físicas o jurídicas que desarrollen las actividades destinadas a la generación de energía térmica útil y energía eléctrica y/o mecánica mediante cogeneración, tanto para su propio uso como para la venta total o parcial de las mismas. Entendiéndose como energía eléctrica la producción en barras de central o generación neta, de acuerdo con los artículos 16.7 y 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Se entiende por energía térmica útil la producida en un proceso de cogeneración para satisfacer, sin superarla, una demanda económicamente justificable de calor y/o refrigeración y, por tanto, que sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos, de no recurrirse a la cogeneración.

Esta categoría a) se clasifica a su vez en dos grupos:

1.º Grupo a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I. Dicho grupo se divide en cuatro subgrupos:

Subgrupo a.1.1. Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa y/o biogás en los términos previstos en el anexo II; siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.2. Cogeneraciones que utilicen como combustible gasóleo, fuel-oil o bien Gases Licuados del Petróleo (GLP), siempre que estos supongan al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.3. Cogeneraciones que utilicen como combustible principal biomasa y/o biogás, en los términos que figuran en el anexo II, y siempre que ésta suponga al menos el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.4. Resto de cogeneraciones que incluyan como posibles combustibles a emplear, gases residuales de refinería, coquería, combustibles de proceso, carbón y otros no contemplados en los subgrupos anteriores.

2.º Grupo a.2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica y/o mecánica.

b) Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

1.º Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía. La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual, al 12 por ciento de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1 de este real decreto. Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 por ciento si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del citado artículo 24.1.

2.º Grupo b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2. Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.

3.º Grupo b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

4.º Grupo b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.

5.º Grupo b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.

6.º Grupo b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.6.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.

Subgrupo b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías.

Subgrupo b.6.3. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

7.º Grupo b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.7.1. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás de vertederos.

Subgrupo b.7.2. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores empleando alguno de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos,

residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión.

Subgrupo b.7.3. Instalaciones que empleen como combustible principal estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos.

8.º Grupo b.8. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.8.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.

Subgrupo b.8.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.

Subgrupo b.8.3. Centrales que utilicen como combustible principal licores negros de la industria papelera.

c) Categoría c): instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b). Dicha categoría se divide en cuatro grupos:

1.º Grupo c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.

2.º Grupo c.2. Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.

3.º Grupo c.3. Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

4.º Grupo c.4. Centrales que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre y que a la entrada en vigor del presente real decreto se encuentren en explotación, cuando utilicen como combustible productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica, por su elevado contenido en azufre o cenizas, y siempre que su poder calorífico inferior sea inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25 por ciento de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior.

2. A los efectos de la categoría b) anterior, se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior, excepto lo establecido para el subgrupo b.1.2 en el punto 1.b) anterior. Para la categoría c) el porcentaje anterior será el 70 por ciento, excepto para la c.3 y c.4.

3. Se admite la posibilidad de hibridaciones de varios combustibles y/o tecnologías, en los términos establecidos en el artículo 23 de este real decreto.

Artículo 3. *Potencia de las instalaciones.*

1. La potencia nominal será la especificada en la placa de características del grupo motor o alternador, según aplique, corregida por las condiciones de medida siguientes, en caso que sea procedente:

a) Carga: 100 por ciento en las condiciones nominales del diseño.

b) Altitud: la del emplazamiento del equipo.

c) Temperatura ambiente: 15 °C.

d) Pérdidas de carga: admisión 150 mm c.d.a.; escape 250 mm c.d.a.

e) Pérdidas por ensuciamiento y degradación: tres por ciento.

2. A los efectos del límite de potencia establecido para acogerse al régimen especial o para la determinación del régimen económico establecido en el capítulo IV,

se considerará que pertenecen a una única instalación cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias para cada uno de los grupos definidos en el artículo 2:

a) Categorías a): instalaciones que tengan en común al menos un consumidor de energía térmica útil o que la energía residual provenga del mismo proceso industrial.

b) Categoría b): para las instalaciones del grupo b.1, que no estén en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, y para los grupos b.2 y b.3, las que viertan su energía a un mismo transformador con tensión de salida igual a la de la red de distribución o transporte a la que han de conectarse. Si varias instalaciones de producción utilizasen las mismas instalaciones de evacuación, la referencia anterior se entendería respecto al transformador anterior al que sea común para varias instalaciones de producción. En caso de no existir un transformador anterior, para las instalaciones del subgrupo b.1.1, se considerará la suma de potencias de los inversores trabajando en paralelo para un mismo titular y que viertan su energía en dicho transformador común.

Para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5, las que tengan la misma cota altimétrica de toma y desagüe dentro de una misma ubicación.

c) Para el resto de instalaciones de las categorías b) y c), las que tengan equipos electromecánicos propios.

3. Para las categorías a) y c), así como para los grupos b.6, b.7 y b.8, a los efectos de lo establecido en el punto 2 anterior, no se considerará la suma de las potencias de dos instalaciones, cuando la inscripción definitiva de la segunda se produzca al menos cinco años después de la inscripción definitiva de la primera, y la potencia total de la segunda sea de nueva instalación.

CAPÍTULO II

Procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial

SECCIÓN 1.ª DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 4. *Competencias administrativas.*

1. La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen corresponde a los órganos de las comunidades autónomas.

2. Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, sin perjuicio de las competencias que tengan atribuidas otros departamentos ministeriales:

a) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen cuando la comunidad autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones estén ubicadas en más de una comunidad autónoma.

b) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones cuya potencia instalada supere los 50 MW, o se encuentren ubicadas en el mar, previa

consulta en cada caso con las comunidades autónomas afectadas por la instalación.

c) La inscripción o toma de razón, en su caso, en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en este real decreto, así como la comunicación de la inscripción o toma de razón a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.

3. Se entiende por modificación sustancial de una instalación preexistente las sustituciones de los equipos principales como las calderas, motores, turbinas hidráulicas, de vapor, eólicas o de gas, alternadores y transformadores, cuando se acredite que la inversión de la modificación parcial o global que se realiza supera el 50 por ciento de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición. La modificación sustancial dará origen a una nueva fecha de puesta en servicio a los efectos del capítulo IV.

4. Las anteriores competencias se entienden sin perjuicio de otras que pudieran corresponder a cada organismo respecto a las instalaciones sujetas a esta regulación.

Artículo 5. *Autorización de instalaciones.*

El procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones a las que hace referencia este real decreto, cuando sea competencia de la Administración General del Estado, se regirá por las normas por las que se regulan con carácter general las instalaciones de producción de energía eléctrica, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, que pudieran ser previas a la autorización de instalaciones como en el caso de la concesión de aguas para las centrales hidroeléctricas.

Para la obtención de la autorización de la instalación, será un requisito previo indispensable la obtención de los derechos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes.

Las comunidades autónomas, en el ámbito de sus competencias, podrán desarrollar procedimientos simplificados para la autorización de instalaciones cuando éstas tengan una potencia instalada no superior a 100 kW.

Artículo 6. *Requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial.*

1. La condición de instalación de producción acogida al régimen especial será otorgada por la Administración competente para su autorización. Los titulares o explotadores de las instalaciones que pretendan acogerse a este régimen deberán solicitar ante la Administración competente su inclusión en una de las categorías, grupo y, en su caso, subgrupo a los que se refiere el artículo 2.

2. Para que una instalación de producción pueda acogerse al régimen especial se deberá acreditar además del cumplimiento de los requisitos a que se refiere el artículo 2 las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.

Asimismo, deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red.

3. En el caso de instalaciones incluidas en la categoría a) del artículo 2.1, se deberán acreditar las siguientes características de la instalación:

a) La máxima potencia a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso.

b) La mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal.

c) La potencia mínima a entregar compatible con las condiciones técnicas del grupo generador, para los productores que no tengan proceso industrial.

d) El cumplimiento de los requisitos que se determinan en el anexo I, según corresponda, para la categoría a), para lo cual se debe elaborar un estudio energético que lo acredite, justificando, en su caso, la necesidad de energía térmica útil producida, de acuerdo con la definición dada en el artículo 2, en los diferentes regímenes de explotación de la instalación previstos.

Además de lo anterior, el titular deberá presentar un procedimiento de medida y registro de la energía térmica útil, indicando los equipos de medida necesarios para su correcta determinación.

4. En el caso de instalaciones híbridas, así como, en su caso, las instalaciones del subgrupo a.1.3, se deberá justificar la energía que se transfiere a la red mediante el consumo de cada uno de los combustibles, su poder calorífico, los consumos propios asociados a cada combustible y los rendimientos de conversión de la energía térmica del combustible en energía eléctrica, así como la cantidad y procedencia de los distintos combustibles primarios que vayan a ser utilizados.

SECCIÓN 2.^a PROCEDIMIENTO

Artículo 7. *Presentación de la solicitud.*

En el caso de las instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado, la solicitud de inclusión en el régimen especial deberá ser presentada por el titular de la instalación o por quien le represente, entendiendo por tales al propietario, arrendatario, concesionario hidráulico o titular de cualquier otro derecho que le vincule con la explotación de una instalación. Esta solicitud deberá acompañarse de la documentación acreditativa de los requisitos a que se refiere el artículo anterior, así como de una memoria-resumen de la entidad peticionaria que deberá contener:

a) Nombre o razón social y domicilio del peticionario.

b) Capital social y accionistas con participación superior al cinco por ciento, en su caso, y participación de éstos. Relación de empresas filiales en las que el titular tenga participación mayoritaria.

c) Las condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación para la que se solicita la inclusión en el régimen especial.

d) Relación de otras instalaciones acogidas al régimen especial de las que sea titular.

e) Copia del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal.

Artículo 8. *Tramitación y resolución.*

1. Cuando los documentos exigidos a los interesados ya estuvieran en poder de cualquier órgano de la Administración actuante, el solicitante podrá acogerse a lo establecido en el artículo 35.f) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, siempre que haga constar la fecha y el órgano o dependencia en que fueron presentados o, en su caso, emitidos.

En los supuestos de imposibilidad material de obtener el documento, debidamente justificada en el expediente, el órgano competente podrá requerir al solicitante su presentación o, en su defecto, la acreditación por otros medios de los requisitos a que se refiere el documento, con anterioridad a la formulación de la propuesta de resolución.

2. El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en sus normas de desarrollo.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará la resolución expresa sobre la solicitud en el plazo de tres meses. La falta de notificación de la resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios, de acuerdo al artículo 28.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. No obstante, podrá interponerse recurso de alzada ante la autoridad administrativa correspondiente.

SECCIÓN 3.^a REGISTRO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL

Artículo 9. *Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.*

1. Para el adecuado seguimiento del régimen especial y específicamente para la gestión y el control de la percepción de las tarifas reguladas, las primas y complementos, tanto en lo relativo a la categoría, grupo y subgrupo, a la potencia instalada y, en su caso, a la fecha de puesta en servicio como a la evolución de la energía eléctrica producida, la energía cedida a la red, la energía primaria utilizada, el calor útil producido y el ahorro de energía primaria conseguido, las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha sección segunda del Registro administrativo citado será denominada, en lo sucesivo Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

2. El procedimiento de inscripción en este registro constará de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

Artículo 10. *Coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos.*

1. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo anterior, las comunidades autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.

2. Para garantizar la intercambiabilidad de las inscripciones entre el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial y los registros autonómicos que puedan constituirse, así como la agilidad y homogeneidad en la remisión de datos entre la Administración General del Estado y las comunidades autónomas, se establece en el anexo III el modelo de inscripción previa y definitiva en el registro. De acuerdo con estos modelos, se realizará la comunicación de datos por las comunidades autónomas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como la transmisión a aquéllas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, en colaboración con las comunidades autónomas, un procedimiento telemático al que se adherirán los órganos competentes de las mismas para la comunicación de datos remitidos por éstas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Igualmente la Dirección General de Política Energética y Minas promoverá la utilización de dicho procedimiento telemático en sentido inverso, para la transmisión a los órganos competentes de las comunidades autónomas de las ins-

cripciones que afecten a su ámbito territorial, así como a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y al operador del mercado de las inscripciones en el Registro administrativo de instalaciones en régimen especial.

Artículo 11. *Inscripción previa.*

1. La solicitud de inscripción previa se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción previa en un plazo máximo de un mes.

2. La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, del acta de puesta en servicio provisional para pruebas, el contrato técnico con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte, a los que se refiere el artículo 16 de este real decreto, así como de aquella documentación que hubiera sido modificada respecto de la presentada para el otorgamiento de la condición de instalación acogida al régimen especial.

3. Una vez inscrita, la comunidad autónoma competente deberá dar traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas, en un plazo máximo de un mes de la inscripción de la instalación en el registro autonómico para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo, acompañado del modelo de inscripción del anexo III.

4. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma competente, al objeto de que por ésta última se proceda a su notificación al interesado. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

5. La formalización de la inscripción previa en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, será considerada requisito suficiente para dar cumplimiento a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, y será notificada al interesado.

Artículo 12. *Inscripción definitiva.*

1. La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañada de:

a) Documento de opción de venta de la energía producida a que se refiere el artículo 24.

b) Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre. Para todas las instalaciones correspondientes a puntos de medida tipo 3, el encargado de la lectura será el distribuidor correspondiente.

c) Informe del operador del sistema, o del gestor de la red de distribución en su caso, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación, incluyendo la adscripción a un

centro de control de generación con los requisitos establecidos en el presente real decreto.

d) Acreditación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, para los sujetos del mercado de producción. En el caso en el que el titular de una instalación que hubiera elegido la opción a) del artículo 24.1, vaya a ser representado por un representante en nombre propio, será éste último el que deberá presentar la acreditación establecida en el presente párrafo.

e) En el caso de instalaciones híbridas, así como instalaciones del subgrupo a.1.3, memoria justificativa que acredite el origen de los combustibles que van a ser utilizados y sus características, así como, en su caso, los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos.

La solicitud de inscripción definitiva podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en servicio de la instalación.

2. En el caso de que la competencia para la resolución de la solicitud corresponda a una comunidad autónoma, ésta, en el plazo de un mes, deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de los datos precisos para la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial a la Dirección General de Política Energética y Minas, según el modelo de inscripción del anexo III, acompañado del acta de puesta en servicio definitiva definida en el artículo 132 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción definitiva en un plazo máximo de un mes.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicará la inscripción definitiva en este registro, en la que constará el número de identificación en éste, al operador del mercado, al operador del sistema, a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma que resulte competente. Por su parte el órgano competente de ésta procederá a su notificación al solicitante y a la empresa distribuidora. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

4. La remisión de información a que hace referencia el presente artículo se remitirá de acuerdo al procedimiento a que hace referencia el artículo 10.3 del presente real decreto.

Artículo 13. Caducidad y cancelación de la inscripción previa.

La inscripción previa de una instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas será cancelada si, transcurridos tres meses desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva. No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que a juicio de la Administración competente existan razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el registro, lo que deberá comunicar, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía expresando el plazo

durante el cual la vigencia de la inscripción debe prorrogarse.

Artículo 14. Efectos de la inscripción.

1. La condición de instalación acogida al régimen especial tendrá efectos desde la fecha de la resolución de otorgamiento de esta condición emitida por la autoridad competente. No obstante, la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en este real decreto, con efectos desde el primer día del mes siguiente a la fecha del acta de puesta en marcha definitiva de la instalación.

En cualquier caso, a partir de dicho primer día serán aplicables, en su caso, los complementos, y costes por desvíos previstos en dicho régimen económico. Asimismo, cuando la opción de venta elegida fuera la del artículo 24.1.b), se aplicará desde dicho primer día, y hasta que se acceda al mercado, la retribución resultante del artículo 24.1.a), con sus complementos y costes por desvíos asociados.

2. Sin perjuicio de lo previsto en el apartado anterior, la energía eléctrica que pudiera haberse vertido a la red como consecuencia de un funcionamiento en pruebas previo al acta de puesta en marcha definitiva, y la vertida después de la concesión de dicha acta, hasta el primer día del mes siguiente, será retribuida con un precio equivalente al precio final horario del mercado.

El funcionamiento en pruebas deberá ser previamente autorizado y su duración no podrá exceder de tres meses.

Dicho plazo podrá ser ampliado por la autoridad competente si la causa del retraso es ajena al titular o explotador de la instalación de producción.

Artículo 15. Cancelación y revocación de la inscripción definitiva.

Procederá la cancelación de la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en los siguientes casos:

- a) Cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial.
- b) Revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial o revocación de la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

La Administración competente comunicará la cancelación o revocación, así como cualquier otra incidencia de la inscripción definitiva en el registro, a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas para su toma de razón en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial. Por su parte, ésta última lo comunicará a la Comisión Nacional de Energía.

CAPÍTULO III

Derechos y obligaciones de las instalaciones del régimen especial

Artículo 16. Contratos con las empresas de red.

1. El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos.

En dicho contrato se reflejarán, como mínimo, los siguientes extremos:

- a) Puntos de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
- b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, generación neta, venta y, en su caso, compra.
- c) Causas de rescisión o modificación del contrato.
- d) Condiciones de explotación de la interconexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción de los excedentes de energía.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzca generación neta en la instalación.

2. Adicionalmente, en el caso de conexión a la red de transporte, se aplicará lo dispuesto en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y deberá comunicarse el contrato técnico de acceso a la red de transporte al operador del sistema y al gestor de la red de transporte.

Este contrato técnico se anexará al contrato principal definido en el apartado anterior.

La firma de los mencionados contratos con los titulares de redes requerirá la acreditación ante éstos de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación, así como de las correspondientes instalaciones de conexión desde las mismas hasta el punto de conexión en la red de transporte o distribución, necesarias para la puesta en servicio.

Artículo 17. *Derechos de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción acogidas al régimen especial tendrán los siguientes derechos:

- a) Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.
- b) Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.
- c) Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta en cualquiera de las opciones que aparecen en el artículo 24.1, la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto. El derecho a la percepción de la tarifa regulada, o en su caso, prima, estará supeditada a la inscripción definitiva de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, con anterioridad a la fecha límite establecida en el artículo 22.
- d) Vender toda o parte de su producción neta a través de líneas directas.
- e) Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica en los términos establecidos en el anexo XI de este real decreto o en las normas que lo sustituyan.

Artículo 18. *Obligaciones de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción en régimen especial tendrán las siguientes obligaciones:

a) Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.

b) Para las instalaciones de generación de la categoría a) en el caso en que se produzca una cesión de energía térmica producida, será requisito para acogerse a este régimen retributivo, la formalización de uno o varios contratos de venta de energía térmica, por el total del calor útil de la planta.

c) Ser inscritas en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del presente real decreto.

d) Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

La obligación de adscripción a un centro de control de generación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa.

Los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema, serán por cuenta de los generadores en régimen especial adscritos a los mismos. La comunicación de dichos centros control de generación con el operador del sistema se hará de acuerdo a los protocolos y estándares comunicados por el operador del sistema y aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Las condiciones de funcionamiento de los centros de control, junto con las obligaciones de los generadores en régimen especial, en relación con los mismos, serán las establecidas en los correspondientes procedimientos de operación.

e) Las instalaciones eólicas están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas», aprobado mediante resolución de 4 de octubre de 2006 de la Secretaría General de Energía. A estos efectos, la verificación de su cumplimiento se regulará en el procedimiento correspondiente.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 de la disposición transitoria quinta, esta obligación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma.

Artículo 19. *Remisión de documentación.*

1. Los titulares o explotadores de las instalaciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial deberán enviar al órgano que autorizó la instalación, durante el primer trimestre de cada año, una memoria-resumen del año inmediatamente

anterior, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo IV.

En el caso de las instalaciones que tengan la obligación del cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente se remitirá un certificado, de una entidad reconocida por la Administración competente, acreditativo de que se cumplen las exigencias mínimas del anexo I, así como del valor realmente alcanzado de rendimiento eléctrico equivalente, debiendo notificar cualquier cambio producido en los datos aportados para la autorización de la instalación, para la inclusión en el régimen especial o para la inscripción en el registro.

En el caso de instalaciones que utilicen biomasa y/o biogás considerado en los grupos b.6, b.7 y b.8, de forma única, en hibridación o co-combustión, remitirán además, la información que se determine en el correspondiente procedimiento de certificación, dentro del sistema de certificación de biomasa y biogás, que será desarrollado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Asimismo, mientras que, de acuerdo con la disposición final cuarta, no se haya desarrollado dicho sistema, los titulares o explotadores remitirán, adjunta a la memoria resumen, una relación de los tipos de combustible utilizados indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos.

2. En el plazo máximo de un mes, contado a partir de su recepción, los órganos competentes de las comunidades autónomas remitirán la información, incluidas las memorias-resumen anuales, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su toma de razón en el registro, con copia a la Comisión Nacional de Energía.

3. Al objeto de proceder a la elaboración de las estadísticas anuales relativas al cumplimiento de los objetivos nacionales incluidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Eficiencia Energética en España (E4), la Dirección General de Política Energética y Minas, a su vez, remitirá y pondrá a disposición del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía toda la información a la que aquí se hace referencia y que afecte a las instalaciones del régimen especial y a las cogeneraciones de más de 50 MW.

4. La documentación a que hace referencia el presente artículo se remitirá por procedimiento telemático a que hace referencia el artículo 10.3 del presente real decreto.

Artículo 20. Cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial.

1. Las instalaciones incluidas en el régimen especial podrán incorporar al sistema la totalidad de la energía eléctrica neta producida, entendiendo como tal la energía eléctrica bruta generada por la planta menos los consumos propios del sistema de generación de energía eléctrica.

2. Para las instalaciones interconectadas con la red eléctrica, será necesario un acuerdo entre el titular y el gestor de la red correspondiente, que se formalizará mediante un contrato comprensivo de los extremos a que hace referencia el artículo 16.

3. Las instalaciones de régimen especial deberán contar con los equipos de medida de energía eléctrica necesarios que permitan su liquidación, facturación y control, de acuerdo con lo expresado en este real decreto y en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

En el caso de que la medida se obtenga mediante una configuración que incluya el cómputo de pérdidas de energía, el titular y la empresa distribuidora deberán establecer un acuerdo para cuantificar dichas pérdidas. Dicho

acuerdo deberá quedar reflejado en el contrato que deben suscribir ambos sujetos, definido en el artículo 16.

Cuando varias instalaciones de producción en régimen especial compartan conexión, en ausencia de acuerdo entre ellas y con el gestor de la red autorizado por el órgano competente, la energía medida se asignará a cada instalación, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas.

Artículo 21. Sistema de información del cumplimiento del objetivo de potencia para cada tecnología.

En el plazo máximo de dos meses desde la publicación del presente real decreto, la Comisión Nacional de Energía establecerá, un sistema de información a través de su página web, en el que se determinará, en cada momento y para cada tecnología, la potencia total con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, con el grado de avance respecto de los objetivos de potencia establecidos en los artículos 35 al 42 del presente real decreto, la evolución mensual, así como el plazo estimado de cumplimiento del objetivo correspondiente.

Artículo 22. Plazo de mantenimiento de las tarifas y primas reguladas.

1. Una vez se alcance el 85 por ciento del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo, establecido en los artículos 35 al 42 del presente real decreto, se establecerá, mediante resolución del Secretario General de Energía, el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán derecho a la prima o, en su caso, tarifa regulada establecida en el presente real decreto para dicho grupo o subgrupo, que no podrá ser inferior a doce meses.

Para ello la Comisión Nacional de Energía propondrá a la Secretaría General de Energía una fecha límite, teniendo en cuenta el análisis de los datos reflejados por el sistema de información a que hace referencia el artículo 21 y teniendo en cuenta la velocidad de implantación de nuevas instalaciones y la duración media de la ejecución de la obra para un proyecto tipo de una tecnología.

2. Aquellas instalaciones que sean inscritas de forma definitiva en el Registro administrativo de producción en régimen especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con posterioridad a la fecha de finalización establecida para su tecnología, percibirán por la energía vendida, si hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1, una remuneración equivalente al precio final horario del mercado de producción, y si hubieran elegido la opción b) el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por los complementos del mercado que le sean de aplicación.

Sin perjuicio de lo anterior, estas instalaciones serán tenidas en cuenta a la hora de fijar los nuevos objetivos de potencia para el Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Artículo 23. Instalaciones híbridas.

1. A los efectos del presente real decreto se entiende por hibridación la generación de energía eléctrica en una instalación, utilizando combustibles y/o tecnologías de los grupos o subgrupos siguientes b.1.2, b.6, b.7, b.8 y c.4, de acuerdo a los tipos y condiciones establecidos en el apartado 2 siguiente.

2. Solo se admiten las instalaciones híbridas de acuerdo a las siguientes definiciones:

i. Hibridación tipo 1: aquella que incorpore 2 ó más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7, b.8 y c4 y que en su conjunto supongan en cómputo anual, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.

ii. Hibridación tipo 2: aquella instalación del subgrupo b.1.2 que adicionalmente, incorpore 1 o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8. La generación eléctrica a partir de dichos combustibles deberá ser inferior, en el cómputo anual, al 50 por ciento de la producción total de electricidad. Cuando además de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8 la instalación utilice otro combustible primario para los usos que figuran en el artículo 2.1.b, la generación eléctrica a partir del mismo no podrá superar, en el cómputo anual, el porcentaje del 10 por ciento, medido por su poder calorífico inferior.

3. Para el caso de hibridación tipo 1, la inscripción en el registro se hará en los grupos o subgrupos que corresponda atendiendo al porcentaje de participación de cada uno de ellos, sin perjuicio de la percepción de la retribución que le corresponda en función de la contribución real mensual de cada uno de los grupos o subgrupos. Salvo que se trate de una cogeneración, en cuyo caso la instalación se inscribirá en el subgrupo a.1.3. Para el caso de hibridación tipo 2, la inscripción se realizará en el grupo b.1.2.

4. En el caso de utilización de un combustible de los contemplados en el presente artículo, pero que no haya sido contemplado en la inscripción de la instalación en el registro, el titular de la misma, deberá comunicarlo al órgano competente, adjuntando justificación del origen de los combustibles no contemplados y sus características, así como los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos.

5. Únicamente será aplicable la hibridación entre los grupos y subgrupos especificados en el presente artículo en el caso en que el titular de la instalación mantenga un registro documental suficiente que permita determinar de manera fehaciente e inequívoca la energía eléctrica producida atribuible a cada uno de los combustibles y tecnologías de los grupos y subgrupos especificados.

6. El incumplimiento del registro documental referido en apartado anterior o el fraude en los porcentajes de hibridación retribuidos serán causa suficiente para la revocación del derecho a la aplicación del régimen económico regulado en este real decreto y, en su caso, a la incoación del procedimiento sancionador correspondiente. Si se hubiera elegido la opción de venta de energía a tarifa regulada, la suspensión referida implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma, sin perjuicio de la obligación, en su caso, de abonar el coste de los desvíos en que incurra.

CAPÍTULO IV

Régimen económico

SECCIÓN 1.^a DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 24. *Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.*

1. Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.

b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio-hora.

2. En ambos casos, el titular de la instalación deberá observar las normas contenidas en la sección 2.^a de este capítulo IV, y le será además de aplicación la legislación, normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico.

3. De acuerdo con el artículo 17.d), el titular de una instalación de régimen especial podrá además, vender parte de su energía a través de una línea directa, sin que a esta energía le sea de aplicación el régimen económico regulado en este real decreto.

4. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de la opción elegida, y de los cambios que se produzcan en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía y, en su caso, a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

Artículo 25. *Tarifa regulada.*

La tarifa regulada a que se refiere el artículo 24.1.a) consiste en una cantidad fija, única para todos los períodos de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, en los artículos 35 al 42 del presente real decreto.

Artículo 26. *Discriminación horaria.*

1. Las instalaciones de la categoría a) y los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1, podrán acogerse, con carácter voluntario, al régimen de discriminación horaria de dos periodos siguiente:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22h	22-24 h y 0-12 h

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

2. La tarifa regulada a percibir en este caso, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada por 1,0462 para el periodo punta y 0,9670 para el periodo valle.

3. El titular de una instalación que desee acogerse a dicho régimen podrá hacerlo por periodos no inferiores a un año lo que comunicará a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

4. El acogimiento al régimen de discriminación horaria regulado en el presente artículo, podrá realizarse, conjuntamente con la elección de venta regulada en el artículo 24.4 del presente real decreto. En caso de no realizarse de forma conjunta, el titular de la instalación no podrá cambiar a la opción de venta del artículo 24.1.b), en tanto en cuanto no haya permanecido acogido al citado régimen de discriminación horaria durante al menos un año.

Artículo 27. *Prima.*

1. La prima a que se refiere el artículo 24.1.b) consiste en una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

2. Para ciertos tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b), se establece una prima variable, en función del precio del mercado de referencia.

Para éstas, se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario. Para el resto de posibilidades contempladas en la opción b) del artículo 24.1, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

La prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma:

i. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.

ii. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.

iii. Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.

iv. Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.

3. La prima o, cuando corresponda, prima de referencia, así como los límites superior e inferior se determinan en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, en los artículos 35 al 42 del presente real decreto.

Artículo 28. *Complemento por Eficiencia.*

1. Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, que acrediten en cualquier caso un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo por tipo de tecnología y combustible según se recoge en el anexo I de este real decreto, percibirán un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

Complemento por eficiencia = $1,1 \times (1/REEminimo - 1/REEi) \times Cmp$

REEminimo: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido que aparece en la tabla del anexo I.

REEi: Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación, en el año considerado y calculado según el anexo I.

Cmp: coste unitario de la materia prima del gas natural (en c€/kWh_{PCS}) publicado periódicamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por medio de la orden en la que se establecen, entre otros, las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.

2. Este complemento por mayor eficiencia será retribuido a la instalación independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1 del presente real decreto.

Artículo 29. *Complemento por energía reactiva.*

1. Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/kWh, que será revisado anualmente. Dicho porcentaje, se establece en el anexo V del presente real decreto.

2. Aquellas instalaciones del régimen especial cuya potencia instalada sea igual o superior a 10 MW podrán recibir instrucciones del mismo para la modificación temporal del valor mantenido. En caso de cumplimiento de estas instrucciones del operador del sistema, se aplicará la máxima bonificación contemplada en el anexo V para el periodo en que se encuentre y en caso de incumplimiento de las mismas, se aplicará la máxima penalización contemplada en el mismo anexo para dicho periodo.

El operador del sistema podrá incorporar en dichas instrucciones las propuestas recibidas de los gestores de la red de distribución, y podrá delegar en éstos la transmisión de instrucciones a los generadores conectados a sus redes.

3. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que opten por vender su energía en el mercado, según el artículo 24.1.b), y cumplan los requisitos para ser proveedor del servicio de control de tensiones de la red de transporte, podrán renunciar al complemento por energía reactiva establecido en este artículo, y podrán participar voluntariamente en el procedimiento de operación de control de tensión vigente, aplicando sus mecanismos de retribución.

Artículo 30. Liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos.

1. Las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 liquidarán con la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente, a la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que le corresponda y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 34 de este real decreto.

2. Las instalaciones que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 recibirán de la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente a las primas y complementos que le sean de aplicación.

3. Los pagos correspondientes a los conceptos establecidos en los párrafos 1 y 2 anteriores podrán ser gestionados, a través de un tercero previa autorización por parte de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que deberá ser independiente de las actividades de generación y distribución y ser designado conforme a la legislación de contratos de las Administraciones Públicas.

4. Los importes correspondientes a estos conceptos se someterán al correspondiente proceso de liquidación por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

SECCIÓN 2.^a PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Artículo 31. Participación en el mercado.

1. Las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 realizarán la venta de su energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, a los efectos de la cuantificación de los desvíos de energía, y en su caso, liquidación del coste de los mismos, bien directamente o a través de su representante. Para ello, realizarán ofertas de venta de energía a precio cero en el mercado diario, y en su caso, ofertas en el intradiario, de acuerdo con las Reglas del Mercado vigentes.

2. Para las instalaciones a las que hace referencia el artículo 34.2, la oferta de venta se realizará de acuerdo con la mejor previsión posible con los datos disponibles o en su defecto, de acuerdo con los perfiles de producción recogidos en el anexo XII del presente real decreto.

3. El operador del sistema liquidará tanto el coste de los desvíos como el déficit de desvíos correspondiente a aquellas instalaciones que están exentas de desvíos, de acuerdo a los procedimientos de operación correspondientes.

4. Con carácter mensual, el operador del mercado y el operador del sistema remitirán a la Comisión Nacional de Energía la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones que hayan optado por vender su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1.

5. Las instalaciones que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 podrán vender su energía bien directamente o bien indirectamente mediante representación tanto en el mercado de ofertas como en la firma de contratos bilaterales o en la negociación a plazo.

6. El representante podrá ser agente del mercado en el que vaya a negociar la energía de su representado, para

lo que tendrá que cumplir con los requisitos y procedimientos establecidos para ello.

Si el sujeto al que representa fuera agente del mercado diario de producción no será necesario que el representante se acredite como tal.

7. El representante podrá presentar las ofertas por el conjunto de las instalaciones de régimen especial a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de oferta, sin perjuicio de la obligación de desagregar por unidades de producción las ofertas casadas.

8. Los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de la Energía, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes instalaciones de producción en régimen especial de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones de régimen especial. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas.

9. Los titulares de instalaciones de producción en régimen ordinario que no pertenezcan a los operadores dominantes, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, o terceras sociedades que ejerzan la representación de instalaciones de producción, podrán actuar como representantes de instalaciones de producción en régimen especial, con la adecuada separación de actividades por cuenta propia y cuenta ajena, y hasta un límite máximo del 5 por ciento de cuota conjunta de participación del grupo de sociedades en la oferta del mercado de producción. Estas características y limitación deben ser aplicadas, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores no pertenecientes a los operadores dominantes y las instalaciones de régimen especial. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas.

10. La Comisión Nacional de Energía será responsable de incoar los correspondientes procedimientos sancionadores en caso de incumplimiento de lo previsto en los apartados anteriores.

Artículo 32. Requisitos para participar en el mercado.

Para adquirir la condición de sujeto del mercado de producción, el titular de la instalación o quien le represente deberá cumplir las condiciones establecidas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Una vez adquirida dicha condición, o cuando se produzca cualquier modificación de ésta, el operador del sistema lo comunicará en el plazo de dos semanas a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 33. Participación en los servicios de ajuste del sistema.

1. Las instalaciones objeto del presente real decreto que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo teniendo en cuenta que:

a) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzar dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

b) Podrán participar todas las instalaciones de régimen especial salvo las no gestionables, previa autoriza-

ción mediante resolución, de la Dirección General de Política Energética y Minas y habilitación del operador del sistema.

2. En caso de que el programa de producción de una instalación de régimen especial resulte modificado por alguno de los servicios de ajuste del sistema, esta modificación del programa devengará los derechos de cobro y/u obligaciones de pago correspondientes a la provisión del servicio, obteniendo en todo caso la instalación el derecho a la percepción de la prima y los complementos correspondientes por la energía vertida de forma efectiva a la red.

En este caso, el operador del sistema comunicará al distribuidor correspondiente, al operador del mercado y a la Comisión Nacional de Energía el importe devengado por este servicio, así como la energía cedida.

3. Las instalaciones que tengan la obligación de cumplir un determinado rendimiento eléctrico equivalente cuando sean programadas por restricciones técnicas serán eximidas del requisito del cumplimiento del citado rendimiento durante el periodo correspondiente a dicha programación.

4. La Secretaría General de Energía establecerá, mediante Resolución, un procedimiento técnico-económico en el que se fijará el tratamiento de las instalaciones de cogeneración para la solución de situaciones de congestión del sistema.

Artículo 34. *Cálculo y liquidación del coste de los desvíos.*

1. A las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1, se les repercutirá el coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada periodo de programación.

El coste del desvío, en cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.

2. Estarán exentas del pago del coste de los desvíos aquellas instalaciones que habiendo elegido la opción a) del artículo 24.1 no tengan obligación de disponer de equipo de medida horaria, de acuerdo con el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

SECCIÓN 3.^a TARIFAS Y PRIMAS

Artículo 35. *Tarifas, y primas para instalaciones de la categoría a): cogeneración u otras a partir de energías residuales.*

1. Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría a), será la contemplada en la tabla 1, siguiente:

Tabla 1

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.1		$P \leq 0,5$ MW	12,0400	
			$0,5 < P \leq 1$ MW	9,8800	
			$1 < P \leq 10$ MW	7,7200	2,7844
			$10 < P \leq 25$ MW	7,3100	2,2122
			$25 < P \leq 50$ MW	6,9200	1,9147
	a.1.2		$P \leq 0,5$ MW	13,2900	
			$0,5 < P \leq 1$ MW	11,3100	
			$1 < P \leq 10$ MW	9,5900	4,6644
			$10 < P \leq 25$ MW	9,3200	4,2222
			$25 < P \leq 50$ MW	8,9900	3,8242
		Fuel	$0,5 < P \leq 1$ MW	10,4100	
			$1 < P \leq 10$ MW	8,7600	3,8344
			$10 < P \leq 25$ MW	8,4800	3,3822
			$25 < P \leq 50$ MW	8,1500	2,9942
		Carbón	$P \leq 10$ MW	6,1270	3,8479
			$10 < P \leq 25$ MW	4,2123	1,5410
			$25 < P \leq 50$ MW	3,8294	0,9901
		Otros	$P \leq 10$ MW	4,5953	1,9332
			$10 < P \leq 25$ MW	4,2123	1,1581
			$25 < P \leq 50$ MW	3,8294	0,6071
a.2			$P \leq 10$ MW	4,6000	1,9344
			$10 < P \leq 25$ MW	4,2100	1,1622
			$25 < P \leq 50$ MW	3,8300	0,6142

2. Las pilas de combustible percibirán una retribución igual a la de las instalaciones del subgrupo a.1.1 de no más de 0,5 MW de potencia instalada.

3. Cuando el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito indistinto de utilización como calor o frío para climatización de edificios, se atenderá a lo establecido en el anexo IX para considerar un periodo de tiempo distinto de un año y para calcular la retribución por la energía que le corresponda.

4. Para las instalaciones de la categoría a.1.3 la retribución será la correspondiente a la de los grupos b.6, b.7 y b.8, incrementada con los porcentajes que se establecen en la tabla 2 siguiente, siempre que se cumpla el rendimiento eléctrico equivalente exigido, de acuerdo con el anexo I, sin perjuicio de lo establecido en la sección 5.^a del capítulo IV del presente real decreto.

Tabla 2

Subgrupo	Combustible	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1.3	b.6.1	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	16,0113	11,6608
			a partir de entonces	11,8839	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	14,6590	10,0964
			a partir de entonces	12,3470	0,0000
	b.6.2	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	10,7540	6,1914
			a partir de entonces	8,0660	0,0000
	b.6.3	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	11,8294	7,2674
			a partir de entonces	8,0660	0,0000
	b.7.1		primeros 15 años	8,2302	4,0788
			a partir de entonces	6,7040	0,0000
	b.7.2	$P \leq 500$ kW	primeros 15 años	13,3474	10,0842
			a partir de entonces	6,6487	0,0000
		$500 \text{ kW} \leq P$	primeros 15 años	9,9598	6,1009
			a partir de entonces	6,6981	0,0000
	b.7.3		primeros 15 años	5,3600	3,0844
			a partir de entonces	5,3600	0,0000
	b.8.1	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	10,9497	6,3821
			a partir de entonces	8,2128	0,0000
	b.8.2	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	9,4804	5,1591
			a partir de entonces	6,6506	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	7,1347	2,9959
			a partir de entonces	7,1347	0,0000
	b.8.3	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	9,4804	5,4193
			a partir de entonces	6,6506	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	9,3000	4,9586
			a partir de entonces	7,5656	0,0000

5. A los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22 se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para la categoría a), 9215 MW, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 44.

Artículo 36. *Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b).*

Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría b) será la contemplada en la tabla 3, siguiente.

Se contempla, para algunos subgrupos, una retribución diferente para los primeros años desde su puesta en servicio.

Tabla 3

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	$P \leq 100$ kW	primeros 25 años	44,0381			
			a partir de entonces	35,2305			
		$100 \text{ kW} < P \leq 10$ MW	primeros 25 años	41,7500			
			a partir de entonces	33,4000			
		$10 < P \leq 50$ MW	primeros 25 años	22,9764			
			a partir de entonces	18,3811			
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
			a partir de entonces	21,5498	20,3200		
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
			a partir de entonces	6,1200	0,0000		
b.3			primeros 20 años	6,8900	3,8444		
			a partir de entonces	6,5100	3,0600		
b.4			primeros 25 años	7,8000	2,5044	8,5200	6,5200
			a partir de entonces	7,0200	1,3444		
b.5			primeros 25 años	*	2,1044	8,0000	6,1200
			a partir de entonces	**	1,3444		
b.6	b.6.1	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	15,8890	11,5294	16,6300	15,4100
			a partir de entonces	11,7931	0,0000		
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	14,6590	10,0964	15,0900	14,2700
			a partir de entonces	12,3470	0,0000		
	b.6.2	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
	b.6.3	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	11,8294	7,2674	12,2600	11,4400
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
b.7	b.7.1		primeros 15 años	7,9920	3,7784	8,9600	7,4400
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
	b.7.2	$P \leq 500$ kW	primeros 15 años	13,0690	9,7696	15,3300	12,3500
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		$500 \text{ kW} \leq P$	primeros 15 años	9,6800	5,7774	11,0300	9,5500
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
	b.7.3		primeros 15 años	5,3600	3,0844	8,3300	5,1000
			a partir de entonces	5,3600	0,0000		

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.8	b.8.1	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
	b.8.2	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	9,2800	4,9214	10,0200	8,7900
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	6,5080	1,9454	6,9400	6,1200
			a partir de entonces	6,5080	0,0000		
	b.8.3	$P \leq 2$ MW	primeros 15 años	9,2800	5,1696	10,0200	8,7900
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	8,0000	3,2199	9,0000	7,5000
			a partir de entonces	6,5080	0,0000		

* La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para los primeros veinticinco años desde la puesta en marcha será: $6,60 + 1,20 \times [(50 - P) / 40]$, siendo P la potencia de la instalación.

** La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para el vigésimo sexto año y sucesivos desde la puesta en marcha será: $5,94 + 1,080 \times [(50 - P) / 40]$, siendo P la potencia de la instalación.

Artículo 37. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior para las instalaciones del grupo b.1 y de lo dispuesto en el artículo 44, a los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para el subgrupo b.1.1, 371 MW y para el subgrupo b.1.2, 500 MW.

Artículo 38. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupo b.2: energía eólica.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior, para las instalaciones del grupo b.2:

1. Para las instalaciones del subgrupo b.2.2, la prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia que se regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones eólicas en el mar territorial será de 8,43 c€/kWh y el límite superior, 16,40 c€/kWh.

2. A los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para la tecnología eólica, 20.155 MW sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 44.

Artículo 39. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupo b.3: geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, oceanográfica, y de las corrientes marinas.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior, para las instalaciones del grupo b.3, se podrá determinar el derecho a la percepción de una tarifa o prima, específica para cada instalación, durante los primeros quince años desde su puesta en servicio.

El cálculo de esta prima para cada instalación se realizará a través de los datos obtenidos en el modelo de solicitud del anexo VII.

Artículo 40. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupos b.4 y b.5: energía hidroeléctrica.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior, para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5 y de lo dispuesto en el artículo 44, a los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para la tecnología hidroeléctrica de potencia menor o igual a 10 MW, 2.400 MW.

Artículo 41. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupos b.6, b.7 y b.8: biomasa y biogás.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior, para las instalaciones de los grupos b.6, b.7 y b.8, y de lo dispuesto en el artículo 44, a los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para instalaciones que utilicen como combustible los recogidos para los grupos b.6 y b.8, 1.317 MW y para las de los combustibles del grupo b.7, 250 MW. En estos casos, no se considerarán, dentro de los objetivos de potencia instalada de referencia, las potencias equivalentes de biomasa o biogás en instalaciones de co-combustión.

Artículo 42. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría c): residuos.

1. Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría c) será la contemplada en la tabla 4, siguiente

Tabla 4

Grupo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
c.1	5,36	2,30
c.2	5,36	2,30
c.3	3,83	2,30
c.4	5,20	1,74

2. A los efectos de lo establecido en el los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para el grupo c.1, 350 MW, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 44.

Artículo 43. Tarifas y primas para las instalaciones híbridas consideradas en el artículo 23.

Las primas o tarifas aplicables a la electricidad vertida a la red, en las instalaciones híbridas, se valorarán según la energía primaria aportada a través de cada una de las tecnologías y/o combustibles, de acuerdo a lo establecido en el anexo X.

Artículo 44. Actualización y revisión de tarifas, primas y complementos.

1. Las tarifas y primas de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 sufrirán una actualización trimestral en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VI y el índice nacional de precios al consumo (en adelante IPC) en ese mismo periodo. Dicha actualización se hará siguiendo el procedimiento recogido en el anexo VII de este real decreto.

Aquellas instalaciones, de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 que hayan cumplido diez años de explotación tendrán una corrección por antigüedad en la actualización correspondiente a los años posteriores, de acuerdo a lo establecido en el anexo VII apartado c).

No obstante lo anterior, aquella instalación que a la entrada en vigor del presente real decreto se encuentre ya en explotación no experimentará la mencionada corrección por antigüedad, bien hasta que cumpla quince años desde la fecha de puesta en servicio o bien hasta pasados diez años desde la entrada en vigor del presente real decreto, lo que antes ocurra.

Para los subgrupos a.2 y a.1.4 se actualizarán las retribuciones anualmente en función de la evolución del IPC y del precio del carbón, respectivamente, según dicho anexo VII.

Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado definidos en este real decreto, para la categoría b) y el subgrupo a.1.3, se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC menos el valor establecido en la disposición adicional primera del presente real decreto.

Las tarifas y primas para las instalaciones de los grupos c.1, c.2 y c.3 se mantendrán durante un periodo de quince años desde la puesta en servicio de la instalación, actualizándose, las correspondientes a los grupos c.1 y c.3, anualmente tomando como referencia el IPC, y las correspondientes al grupo c.2, de igual manera que las cogeneraciones del grupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen como combustible fueloil. Para las instalaciones del grupo c.4, las tarifas y primas se actualizarán anualmente, atendiendo al incremento del IPC, así como la evolución del mercado de electricidad y del precio del carbón en los mercados internacionales.

2. Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado que resulten de cualquiera de las actualizaciones contempladas en el punto anterior serán de aplicación a la totalidad de instalaciones de cada grupo, con independencia de la fecha de puesta en servicio de la instalación.

3. Durante el año 2010, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), así como de los nuevos objetivos que se incluyan en el siguiente Plan de Energías Renovables para el periodo

2011-2020, se procederá a la revisión de las tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior definidos en este real decreto, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales. Cada cuatro años, a partir de entonces, se realizará una nueva revisión manteniendo los criterios anteriores.

Las revisiones a las que se refiere este apartado de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior no afectarán a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión.

4. Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para establecer mediante circular la definición de las tecnologías e instalaciones tipo, así como para recopilar información de las inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las distintas instalaciones reales que configuran las tecnologías tipo.

SECCIÓN 4.^a INSTALACIONES QUE SÓLO PUEDEN OPTAR POR VENDER SU ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO

Artículo 45. Instalaciones con potencia superior a 50 MW.

1. Las instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW descritas en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción neta de electricidad.

2. Las instalaciones de tecnologías análogas a las de la categoría b), salvo las hidroeléctricas, de potencia instalada mayor de 50 MW, tendrán derecho a percibir una prima, aplicada a la electricidad vendida al mercado, igual a la de una instalación de 50 MW del mismo grupo y subgrupo y, en su caso, mismo combustible y misma antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, determinados en el artículo 36, multiplicada por el siguiente coeficiente:

$0,8 - [(Pot - 50) / 50] \times 0,6$], para las instalaciones hasta 100 MW, o

$0,2 \times Pot$, para el resto,

siendo Pot, la potencia de la instalación, en MW, y siéndoles en ese caso de aplicación los límites inferior y superior previstos en el mismo, multiplicados por el mismo coeficiente, en cada caso.

3. Aquellas instalaciones de tecnología análogas a las de la categoría c), de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW, tendrán derecho a percibir una prima, aplicada a la electricidad vendida al mercado, igual a la prima de una instalación de 50 MW del mismo grupo y combustible, determinada en el artículo 42, multiplicada por el siguiente coeficiente:

$2 * [1 - (Pot / 100)]$

siendo Pot, la potencia de la instalación, en MW.

4. Aquellas cogeneraciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW, siempre que cumplan el requisito mínimo en cuanto a cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente que se determina en el anexo I, tendrán derecho a percibir una prima, aplicada a la electricidad vendida al mercado, igual a la prima de una instalación de 50 MW del mismo grupo, subgrupo y combustible, determinada en el artículo 35, multiplicada por el siguiente coeficiente:

$2 * [1 - (Pot / 100)]$

siendo Pot, la potencia de la instalación, en MW.

5. Aquellas cogeneraciones de potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, tendrán igualmente derecho a percibir el complemento por eficiencia definido en el artículo 25 de este real decreto.

6. A los efectos de lo previsto en este artículo, los titulares de las instalaciones deberán presentar una solicitud ante la Dirección General de Política Energética y Minas, en los términos establecidos en el capítulo II de este real decreto para las instalaciones del régimen especial.

7. Las instalaciones a que hace referencia este artículo deberán estar inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con una anotación al margen indicando la particularidad prevista en los párrafos anteriores.

Artículo 46. *Instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás en centrales térmicas del régimen ordinario.*

1. Sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria octava, las instalaciones térmicas de régimen ordinario, podrán utilizar como combustible adicional biomasa y/o biogás de los considerados para los grupos b.6 y b.7 en los términos que figuran en el anexo II.

Mediante acuerdo del Consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a la percepción de una prima, específica para cada instalación, durante los primeros quince años desde su puesta en servicio.

El cálculo de esta prima para cada instalación se realizará a través de los datos obtenidos en el modelo de solicitud del anexo VIII.

La prima sólo se aplicará a la parte proporcional de energía eléctrica producida atribuible a la biomasa y/o biogás sobre el total de la energía producida por la instalación, en base a la energía primaria.

2. Todas estas instalaciones deberán estar inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con una anotación al margen indicando la particularidad prevista en el apartado anterior.

Artículo 47. *Instalaciones que estuvieran sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre.*

El Ministro de Industria Turismo y Comercio, podrá determinar el derecho a la percepción de una prima, para aquella instalación, de potencia igual o inferior a 10 MW, que a la entrada en vigor de la referida Ley del Sector Eléctrico hubiera estado sometida al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, cuando realice una inversión suficiente en la misma con objeto de aumentar la capacidad de producción de energía eléctrica.

Para ello, el titular de la instalación deberá dirigir una solicitud a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria y Turismo, adjuntando un proyecto técnico-económico que justifique las mejoras a ejecutar y la viabilidad de la misma, quien formulará una propuesta de resolución, previo informe de la Comisión Nacional de Energía otorgando, en su caso, el derecho a la percepción de una prima, y la cuantía de la misma.

SECCIÓN 5.^a EXIGENCIA DE RENDIMIENTO DE LAS COGENERACIONES

Artículo 48. *Cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente para las cogeneraciones.*

1. Cualquier instalación de cogeneración a la que le sea exigible el cumplimiento de lo establecido en el anexo I del presente real decreto, deberá calcular y acreditar a final de año el rendimiento eléctrico equivalente real alcanzado por su instalación. Para ello además deberá acreditar y justificar el calor útil producido por la planta y efectivamente aprovechado por la instalación consumidora del mismo.

2. Por otro lado el titular de la instalación efectuará una autoliquidación anual que incluya el cálculo del complemento por eficiencia, definido en el artículo 28 de este real decreto,

En el caso del uso del calor útil en climatización, el titular habrá de efectuar las autoliquidaciones que se determinen, de acuerdo con el apartado 3 del artículo 35 y el anexo IX.

3. El titular de la instalación será responsable de presentar y acreditar ante la Administración competente la correspondiente hoja de liquidación económica con los siguientes conceptos recogidos:

a) Energía eléctrica en barras de central (E) o generación neta total de la instalación, así como la generación bruta de electricidad, medida en bornes de generador.

b) Combustible o combustibles utilizados (cantidad y PCI; Q).

c) Calor útil (V) económicamente justificable, procedente de la cogeneración medido y aplicado al cliente o consumidor del mismo, acompañado de una Memoria Técnica justificativa de su uso, especificando además el mecanismo propuesto y empleado para realizar la medida del mencionado calor útil.

d) Consumo energético térmico asociado, por unidad de producto acabado y fabricado por el cliente de energía térmica. Esta acreditación será realizada por una entidad reconocida por la Administración competente.

Artículo 49. *Comunicación de la suspensión del régimen económico.*

1. Aquellas instalaciones a las que se le exija el cumplimiento de un rendimiento eléctrico equivalente mínimo según el anexo I, salvo las instalaciones del subgrupo a.1.3, podrán comunicar la suspensión del régimen económico asociado a su condición de instalación acogida al régimen especial de forma temporal. En caso de haber elegido la opción de venta de energía a tarifa regulada, la retribución a percibir será, durante ese periodo, un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma, sin perjuicio, en su caso del cumplimiento de lo establecido en el artículo 34 de este real decreto.

Aquellas instalaciones del grupo a.1.3, podrán comunicar la suspensión del régimen económico asociado a dicho grupo, de forma temporal. En ese caso, percibirán, durante el periodo, la retribución correspondiente a la de las instalaciones de los grupos b.6, b.7 o b.8, de acuerdo con el combustible utilizado.

2. En cualquier caso, la comunicación a que hace referencia el párrafo 1 anterior será remitida al organismo competente de la comunidad autónoma, indicando la fecha de aplicación y duración total del mencionado periodo suspensivo. Asimismo se remitirá copia de la citada comunicación a la Dirección General de Política Energética y a la Comisión Nacional de Energía.

3. El periodo suspensivo solo podrá ser disfrutado una sola vez por año y corresponderá a un plazo temporal mínimo de un mes y máximo de seis meses, durante el

cual no le será exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente.

4. No será de aplicación la obligación de comunicación a que hacen referencia el apartado 1 anterior a las instalaciones a que hace referencia el artículo 35.3.

Artículo 50. Penalización por incumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente.

1. A aquellas instalaciones no incluidas en el subgrupo a.1.3 que en un año no hayan podido cumplir el rendimiento eléctrico equivalente exigido de acuerdo al anexo I del presente real decreto y que no hayan efectuado la comunicación a que hace referencia el artículo 49, les será de aplicación, durante ese año, el régimen retributivo contemplado en el presente real decreto o en decretos anteriores vigentes con carácter transitorio, aplicado a la electricidad que, de acuerdo con los valores reales y certificados de calor útil en dicho año, hubiera cumplido con el rendimiento eléctrico equivalente exigido.

La diferencia entre la electricidad generada neta en el mencionado año y la que hubiera cumplido con el rendimiento eléctrico equivalente exigido no recibirá prima, en caso de acogerse a la opción de venta a mercado o bien será retribuida con un precio equivalente al precio final horario del mercado en caso de acogerse a la opción de venta a tarifa regulada.

2. A aquellas instalaciones del subgrupo a.1.3 que en un cierto año no hayan podido cumplir el rendimiento eléctrico equivalente exigido de acuerdo al anexo I del presente real decreto y que no hayan efectuado la comunicación a que hace referencia el artículo 49, les será de aplicación, durante ese año, el régimen retributivo contemplado en el presente real decreto para las instalaciones del grupo b.6, b.7 o b.8, en función del combustible utilizado.

3. El incumplimiento a que hace referencia los apartados primero y segundo podrá producirse una sola vez a lo largo de la vida útil de la planta. En caso de producirse un segundo incumplimiento, quedará revocado el derecho a la aplicación del régimen económico regulado en este real decreto o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio y podrá incoarse, en su caso, el procedimiento sancionador correspondiente. En caso de haber elegido la opción de venta de energía a tarifa regulada, la retribución a percibir sería un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma.

La suspensión del régimen económico por razón del incumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente quedará reflejada con una anotación al margen en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, indicando esta particularidad.

4. Aquellas instalaciones de cogeneración que tras la realización de una inspección no puedan acreditar el cumplimiento de los valores comunicados en el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente de su instalación se someterán al expediente sancionador que incoará el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Artículo 51. Inspección de las cogeneraciones.

1. La Administración General del Estado, a través de la Comisión Nacional de la Energía, y en colaboración con los órganos competentes de las Comunidades Autónomas correspondientes, realizará inspecciones periódicas y aleatorias a lo largo del año en curso, sobre aquellas instalaciones de cogeneración objeto del cumplimiento del requisito del rendimiento eléctrico equivalente anual definido en el anexo I, siguiendo los criterios de elección e indicaciones que la Secretaría General de la Energía del

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio imponga en cada caso, ajustándose el número total de inspecciones efectuadas anualmente a un mínimo del 10 por ciento del total de instalaciones de cogeneración existentes, que representen al menos el 10 por ciento de la potencia instalada dentro del subgrupo correspondiente.

2. Para la realización de estas inspecciones, la Comisión Nacional de Energía podrá servirse de una entidad reconocida por la Administración General del Estado. Dichas inspecciones se extenderán a la verificación de los procesos y condiciones técnicas y de confort que den lugar a la demanda de calor útil, de conformidad con la definición del artículo 2.a) del presente real decreto.

Disposición adicional primera. Valor a detracer del IPC para las actualizaciones a que se hace referencia en el presente real decreto.

El valor de referencia establecido para la detracción del IPC a que se hace referencia en el presente real decreto para las actualizaciones de algunos valores establecidos será de veinticinco puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012 y de cincuenta puntos básicos a partir de entonces

Disposición adicional segunda. Garantía de potencia.

Tendrán derecho al cobro de una retribución por garantía de potencia, en su caso, aquellas instalaciones acogidas al régimen especial que hayan optado por vender su energía libremente en el mercado, de acuerdo con el artículo 24.1.b), salvo las instalaciones que utilicen una energía primaria no gestionable.

En lo referente a la retribución por garantía de potencia, a estas instalaciones les será de aplicación la misma legislación, normativa y reglamentación, y en las mismas condiciones, que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

Disposición adicional tercera. Instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto.

Aquellas instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto, que pertenezcan a empresas vinculadas con empresas distribuidoras a las que se refiere la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, podrán entregar su energía a dicha empresa distribuidora hasta que finalice el período transitorio contemplado en la disposición transitoria quinta, facturándola al precio final horario del mercado de producción de energía eléctrica en cada período de programación. Una vez finalice dicho período transitorio, venderán su energía de la misma manera que las instalaciones de régimen especial que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del presente real decreto, percibiendo por su energía el precio final horario del mercado de producción de energía eléctrica en cada período de programación.

Disposición adicional cuarta. Instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera o disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Las instalaciones que a la entrada en vigor del presente real decreto estuvieran acogidas a la disposición transitoria primera o disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, quedarán automáticamente comprendidas en la categoría, grupo y subgrupo que le corresponda del nuevo real decreto en

función de la tecnología y combustible utilizado, manteniendo su inscripción.

Disposición adicional quinta. *Modificación del incentivo para ciertas instalaciones de la categoría a) definidas en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

Desde la entrada en vigor del citado Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, y hasta la entrada en vigor del presente real decreto, se modifica la cuantía de los incentivos regulados en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, para las instalaciones: del subgrupo a.1.1 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada, quedando establecido en 1,9147 c€/kWh durante los primeros quince años desde su puesta en marcha y en 1,5318 c€/kWh a partir de entonces; para las del subgrupo a.1.2 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada, quedando establecido en 1,1488 c€/kWh y para las del grupo a.2 de más de 10 MW y no más de 25 MW, de potencia instalada, quedando establecido en 0,7658 c€/kWh, durante los primeros diez años desde su puesta en marcha y en 1,1488 c€/kWh a partir de entonces.

Disposición adicional sexta. *Instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

1. Aquellas instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW, que hubieran estado acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad e producción de energía eléctrica en régimen especial, tendrán derecho al cobro por energía reactiva regulado en el artículo 29 del presente real decreto.

2. Aquellas de las instalaciones contempladas en el párrafo 1, que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética, percibirán una prima por su energía vendida en el mercado de 1,9147 c€/kWh que será actualizado anualmente con el incremento del IPC, durante un periodo máximo de quince años desde su puesta en servicio.

3. Igualmente, aquellas de las instalaciones contempladas en el párrafo 1, que utilicen la cogeneración con gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior, y siempre que cumplan los requisitos que se determinan en el anexo, percibirán una prima por su energía vendida en el mercado de 1,9147 c€/kWh que será actualizado anualmente con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.2 del presente real decreto, durante un periodo máximo de quince años desde su puesta en servicio.

Disposición adicional séptima. *Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión.*

Aquellas instalaciones eólicas que, con anterioridad al 1 de enero de 2008, dispongan de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, tendrán derecho a percibir un complemento específico, una vez que cuenten con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, según se establece en los procedimientos de operación correspondientes, y a los que se refiere el artículo 18.e), durante un periodo máximo de cinco años, y que podrá extenderse como máximo hasta el 31 de diciembre de 2013,

Independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1 de este real decreto, este complemento

tendrá el valor de 0,38 cent€/kWh. Este valor será revisado anualmente, de acuerdo al incremento del IPC menos el valor establecido en la disposición adicional primera del presente real decreto.

Dicho complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que acrediten ante la empresa distribuidora y ante la Dirección General de Política Energética y Minas un certificado de una entidad autorizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que demuestre el cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos, de acuerdo con el procedimiento de verificación correspondiente.

La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de esta mejora en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía, a los efectos de liquidación de las energías, y al operador del sistema a efectos de su consideración a efectos de control de producción cuando ello sea de aplicación para preservar la seguridad del sistema.

Este complemento será facturado y liquidado por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo a lo establecido en el artículo 27.

Disposición adicional octava. *Acceso y conexión a la red.*

En tanto el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio no establezca nuevas normas técnicas para la conexión a la red eléctrica de las instalaciones sometidas al presente real decreto, en lo relativo a acceso y conexión y sin perjuicio de la existencia de otras referencias existentes en la normativa vigente se atenderá a lo estipulado en el anexo XI.

Disposición adicional novena. *Plan de Energías Renovables 2011-2020.*

Durante el año 2008 se iniciará el estudio de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el periodo 2011-2020. La fijación de nuevos objetivos para cada área renovable y, en su caso, limitaciones de capacidad, se realizará de acuerdo con la evolución de la demanda energética nacional, el desarrollo de la red eléctrica para permitir la máxima integración en el sistema en condiciones de seguridad de suministro. Los nuevos objetivos que se establezcan se considerarán en la revisión del régimen retributivo para el régimen especial prevista para finales del año 2010.

Disposición adicional décima. *Facturación de la energía excedentaria de las instalaciones de cogeneración a las que se refiere la disposición transitoria 8.ª 2.ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.*

La facturación de la energía excedentaria incorporada al sistema por las instalaciones de cogeneración a que se refiere la disposición transitoria 8.ª 2.ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre durante la vigencia de dicha disposición transitoria, debe corresponder con la efectuada a la empresa distribuidora, en base a la configuración eléctrica de su interconexión entre el productor-consumidor y la red, de acuerdo con lo establecido en su momento por el órgano competente en las autorizaciones de las instalaciones.

Disposición adicional undécima. *Procedimiento de información para las instalaciones hidráulicas de una cuenca hidrográfica.*

Todos los titulares de instalaciones de producción hidroeléctrica pertenecientes a una misma cuenca hidro-

gráfica, cuando la gestión de su producción esté condicionada por un flujo hidráulico común, deberán seguir el procedimiento de información que se establezca por Resolución del Director General de Política Energética y Minas, entre ellos y con la confederación hidrográfica correspondiente, con objeto de minimizar la gestión de los desvíos en su producción.

Disposición adicional duodécima. Régimen especial en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) se aplicarán los procedimientos de operación establecidos en estos sistemas, y las referencias de acceso al mercado se deberán entender como acceso al despacho técnico de energía de acuerdo con las condiciones y requisitos establecidos en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y la normativa que lo desarrolla.

Disposición adicional decimotercera. Mecanismos de reparto de gastos y costes.

Antes de que transcurra un año desde la entrada en vigor del presente real decreto, los operadores de las redes de transporte y distribución, elevarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de los mecanismos tipo para el reparto de gastos y costes a aplicar a los productores de régimen especial, o a aquellos de las mismas tecnologías del régimen ordinario beneficiarios, como consecuencia de la ejecución de instalaciones de conexión y refuerzo o modificación de red requeridos para asignarles capacidad de acceso a la red.

Dichos mecanismos habrán de ser objetivos, transparentes y no discriminatorios y tendrán en cuenta todos los costes y beneficios derivados de la conexión de dichos productores a la red, aportados al operador y al propietario de la red de transporte y distribución, al productor o productores que se conectan inicialmente, a los posteriores que pudieran hacerlo. Los mecanismos tipo de reparto de gastos y costes, podrán contemplar distintos tipos de conexión y considerarán todas las repercusiones derivadas de la potencia y energía aportadas por la nueva instalación de producción y los costes y beneficios de las diversas tecnologías de fuentes de energía renovables y generación distribuida utilizados. Atenderán, al menos, a los siguientes conceptos:

- a) Nivel de tensión y frecuencia.
- b) Configuración de la red.
- c) Potencia máxima a entregar y demandar.
- d) Distribución del consumo.
- e) Capacidad actual de la red receptora.
- f) Influencia en el régimen de pérdidas en la red receptora.
- g) Regulación de tensión.
- h) Regulación de potencia / frecuencia.
- i) Resolución de restricciones técnicas.
- j) Distribución temporal del uso de la red por los diversos agentes.
- k) Repercusión en la explotación y gestión de red.
- l) Calidad de suministro.
- m) Calidad de producto.
- n) Seguridad y fiabilidad.
- o) Costes y beneficios de la tecnología de generación utilizada.

Disposición adicional decimocuarta. Estimación de los costes de conexión.

Los titulares de las redes de transporte y distribución facilitarán en todo caso al solicitante de punto de conexión para una instalación de producción de energía eléctrica del régimen especial o de la misma tecnología del régimen ordinario, con criterios de mercado, una estimación completa y detallada de los costes derivados de la conexión, incluyendo en su caso el refuerzo y modificación de la red.

Disposición transitoria primera. Instalaciones acogidas a las categorías a), b) y c) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

1. Las instalaciones acogidas a las categorías a), b) y c) del artículo 2 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que contaran con acta de puesta en servicio definitiva, anterior al 1 de enero de 2008, podrán mantenerse en el periodo transitorio recogido en el párrafo siguiente. Para ello deberán elegir, antes del 1 de enero de 2009, una de las dos opciones de venta de energía eléctrica contempladas en el artículo 22.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sin posibilidad de cambio de opción. Para el caso de que la opción elegida sea la opción a) del citado artículo 22.1, el presente régimen transitorio será de aplicación para el resto de la vida de la instalación. En caso de no comunicar un cambio de opción, ésta se convertirá en permanente a partir de la fecha citada.

A las instalaciones a las que hace referencia el párrafo anterior, que hayan elegido la opción a) del artículo 22.1, no les serán de aplicación las tarifas reguladas en este real decreto. Aquellas que hayan elegido la opción b) del artículo 22.1, podrán mantener los valores de las primas e incentivos establecidos en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en lugar de los dispuestos en el presente real decreto, hasta el 31 de diciembre de 2012.

Estas instalaciones estarán inscritas con una anotación al margen, indicando la particularidad de estar acogidas a una disposición transitoria, derivada del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

La liquidación de los incentivos se hará de acuerdo a lo establecido para las primas en el artículo 30 de este real decreto.

2. A cualquier ampliación de una de estas instalaciones le será de aplicación lo establecido, con carácter general, en este real decreto. A estos efectos, la energía asociada a la ampliación será la parte de energía eléctrica proporcional a la potencia de la ampliación frente a la potencia total de la instalación una vez ampliada y las referidas a la potencia lo serán por dicha potencia total una vez efectuada la ampliación.

3. No obstante, estas instalaciones podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, antes del 1 de enero de 2009, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas, solicitando, en su caso, la correspondiente modificación de su inscripción en función de las categorías, grupos y subgrupos a los que se refiere el artículo 2.1.

En el caso acogimiento pleno a este real decreto antes del 1 de enero de 2008, se podrá elegir una opción de venta diferente de entre las contempladas en el artículo 24.1 de este real decreto sin tener que haber permanecido un plazo mínimo en dicha opción.

Una vez acogidos a este real decreto, las instalaciones no podrán volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria.

4. Quedan exceptuadas de esta disposición transitoria las instalaciones del grupo b.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que se entenderán automáticamente incluidas en el presente real decreto, manteniendo su inscripción.

ción, categoría y potencia a efectos de la determinación del régimen económico de la retribución con la que fueron autorizados en el registro administrativo correspondiente.

Disposición transitoria segunda. *Instalaciones acogidas a la categoría d) y a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

1. Las instalaciones acogidas a la categoría d) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, y las incluidas en su disposición transitoria segunda, que utilicen la cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I, que a la entrada en vigor de este real decreto estén en operación, les será de aplicación lo siguiente:

1.1 Todas las instalaciones dispondrán de un periodo transitorio máximo de quince años e individualizado por planta, desde su puesta en servicio, durante el cual podrán vender la energía generada neta según la opción prevista en el artículo 24.1 a) de este real decreto.

1.2 La tarifa que percibirá cada grupo será el siguiente:

Instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotación de porcino: 10,49 c€/ kwh.

Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva 9,35 c€/ kwh.

Otras instalaciones de tratamiento y reducción de lodos: 5,36 c€/ kwh.

Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos, distintos de los enumerados en los grupos anteriores: 4,60 c€/ kwh.

1.3 Las tarifas se actualizarán de igual manera que los subgrupos a.1.1 y a.1.2 del presente real decreto.

1.4 A estas instalaciones les será de aplicación el complemento por energía reactiva establecido en el artículo 29 de este real decreto.

2. También dispondrán del periodo transitorio y resto de condiciones del apartado anterior las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino y las de tratamiento y reducción de lodos incluidas en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que contando con la financiación necesaria para acometer su completa construcción realicen la puesta en servicio antes de que pasen dos años desde la publicación del presente real decreto.

Para estas nuevas instalaciones, la suma de las potencias nominales para el caso de instalaciones de purines de explotaciones de porcino será como máximo de 67,5 MWe, y para las de lodos derivados de la producción de aceite de oliva, de 100 MWe. A partir del momento en que la suma de las potencias nominales de estas instalaciones supere el valor anterior, y sólo en ese caso, la tarifa contemplada en el apartado 1.2 de esta disposición transitoria será corregida para todas las instalaciones recogidas en este apartado 2 por la relación:

67,5 / Potencia Total Instalada acogida a esta disposición (MW), o bien,

100 / Potencia Total Instalada acogida a esta disposición (MW), respectivamente.

3. Las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria-resumen a la que se hace referencia en el artículo 14, una auditoria medioambiental en la que quede explícitamente

recogida la cantidad equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad tratados por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir, al propio tiempo, copia de esta documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

Serán motivos suficientes para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas:

a) el incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I. Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como valor asimilado a calor útil del proceso de secado de los purines el de 825 kcal/kg equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad.

b) el tratamiento anual de menos del 85 por ciento de la cantidad de purín de cerdo para la que fue diseñada la planta de acuerdo a la potencia eléctrica instalada.

c) el tratamiento de otro tipo de residuos, sustratos orgánicos o productos distintos al purín de cerdo, en el caso de las plantas que no integren una digestión anaeróbica en su proceso.

d) el tratamiento de más de un 10 por ciento de otro tipo de residuos, sustratos orgánicos o productos distintos al purín de cerdo, en el caso de las plantas que integren una digestión anaeróbica en su proceso.

4. Las instalaciones de tratamiento y secado de lodos derivados de la producción de aceite de oliva deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria-resumen a la que se hace referencia en el artículo 14, una auditoria medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad tratado por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir, al propio tiempo, copia de esta documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

Será motivo suficiente para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas, el incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I. Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como calor útil máximo del proceso de secado del lodo derivado de la producción de aceite de oliva el de 594 kcal/kg equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad, no admitiéndose lodos para secado con humedad superior al 70 por ciento.

5. Cualquiera de estas instalaciones podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas. En todo caso, vencido su periodo transitorio, la instalación que aún no se haya acogido a este real decreto quedará automáticamente acogida al mismo, manteniendo su inscripción. En ambos casos, la migración se llevará a cabo a la categoría a), dentro del grupo y subgrupo que le corresponda por potencia y tipo de combustible, no pudiendo volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria.

Disposición transitoria tercera. *Inscripción previa.*

Aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del presente real decreto contaran con acta de puesta en marcha para pruebas, deberán solicitar, en el plazo de seis meses desde su entrada en vigor, una nueva inscripción previa, en los términos regulados en esta norma.

Disposición transitoria cuarta. *Adscripción a centro de control.*

Aquellas instalaciones del régimen especial, con potencia superior a 10 MW a las que se refiere la disposición transitoria novena del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, dispondrán de un periodo transitorio hasta el 30 de junio de 2007 durante el cual no le será de aplicación la penalización establecida en el segundo párrafo del artículo 18.d).

Disposición transitoria quinta. *Cumplimiento del procedimiento de operación 12.3.*

1. Aquellas instalaciones eólicas cuya fecha de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sea anterior al 1 de enero de 2008 y cuya tecnología se considere técnicamente adaptable, tienen de plazo hasta el 1 de enero de 2010 para adaptarse al cumplimiento del procedimiento de operación P.O. 12.3.

2. En caso de no hacerlo, dejarán de percibir, a partir de esa fecha, la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores que se encontraran vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma.

3. En el caso de instalaciones en funcionamiento a las que por su configuración técnica les fuera imposible el cumplimiento de los requisitos mínimos mencionados, sus titulares deberán acreditar dicha circunstancia, antes del 1 de enero de 2009, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, quién resolverá, en su caso, previo informe del operador del sistema, eximiendo a la instalación de la penalización contemplada en el párrafo 2 anterior.

4. La mencionada acreditación de requisitos será considerada por el operador del sistema a efectos de control de producción, cuando sea de aplicación y proceda por razones de seguridad del sistema.

Disposición transitoria sexta. *Participación en mercado y liquidación de tarifas, primas, complementos y desvíos hasta la entrada en vigor de la figura del comercializador de último recurso.*

1. A partir de la entrada en vigor del presente real decreto y hasta que entre en vigor la figura del comercializador de último recurso, prevista para el 1 de enero de 2009, las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del presente real decreto, que no estén conectadas a una distribuidora de las contempladas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, deberán vender su energía en el sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado mediante la realización de ofertas, a través de un representante en nombre propio, a precio cero.

A estos efectos, y hasta el 1 de enero de 2009, el distribuidor al que esté cediendo su energía actuará como representante de último recurso en tanto en cuanto el titular de la instalación no comunique su deseo de operar a través de otro representante. La elección de un representante deberá ser comunicada al distribuidor con una antelación mínima de un mes a la fecha de comienzo de operación con otro representante.

2. La empresa distribuidora percibirá, desde el 1 de julio de 2008, del generador en régimen especial que

haya elegido la opción a) del artículo 24.1, cuando actúe como su representante, un precio de 0,5 c€/kWh cedido, en concepto de representación en el mercado.

3. El representante, realizará una sola oferta agregada para todas las instalaciones a las que represente que hayan escogido la opción a) del artículo 24.1, sin perjuicio de la obligación de desagregar por unidades de producción las ofertas casadas.

Para las instalaciones a las que hace referencia el artículo 34.2, la oferta se realizará de acuerdo con la mejor previsión posible con los datos disponibles o en su defecto, de acuerdo con los perfiles de producción recogidos en el anexo XII del presente real decreto.

Las instalaciones a las que hace referencia el artículo 34.1, cuando su representante sea la empresa distribuidora, podrán comunicar a ésta una previsión de la energía eléctrica a ceder a la red en cada uno de los periodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica. En ese caso, deberán comunicarse las previsiones de los 24 periodos de cada día con, al menos, 30 horas de antelación respecto al inicio de dicho día. Asimismo, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de una hora al inicio de cada mercado intradiario. La empresa distribuidora utilizará estas previsiones para realizar la oferta en el mercado.

Si las instalaciones estuvieran conectadas a la red de transporte, deberán comunicar dichas previsiones, además de al distribuidor correspondiente, al operador del sistema.

4. El operador del sistema liquidará tanto el coste de los desvíos, como el déficit de desvíos correspondiente a aquellas instalaciones que están exentas de previsión, de acuerdo a los procedimientos de operación correspondientes.

A las instalaciones que hayan escogido la opción a) del artículo 24.1, cuando su representante sea la empresa distribuidora, les será repercutido un coste de desvío por cada periodo de programación en el que la producción real se desvíe más de un 5 por ciento de la su previsión individual, respecto a su producción real. El desvío en cada uno de estos periodos de programación se calculará, para cada instalación, como el valor absoluto de la diferencia entre la previsión y la medida correspondiente.

5. Con carácter mensual, el operador del mercado y el operador del sistema, remitirán al distribuidor la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones que hayan optado por aplicar la opción a) del artículo 24.1, que sea necesaria para la realización de la liquidación contemplada en el párrafo 6 siguiente.

6. El representante, recibirá de la empresa distribuidora, la cuantía correspondiente, para cada instalación, a la diferencia entre la energía efectivamente medida, valorada al precio de la tarifa regulada que le corresponda y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 34 de este real decreto.

7. Para las instalaciones que vierten directamente su energía a una distribuidora de las recogidas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la liquidación de la tarifa regulada se realizará en un solo pago por parte de la empresa distribuidora, y sin tener en cuenta el mecanismo de venta de energía en el mercado a tarifa regulada recogida en los párrafos 1 al 6 anteriores.

8. Las primas, incentivos y complementos, regulados en este real decreto y en reales decretos anteriores, vigentes con carácter transitorio, serán liquidados al generador en régimen especial o al representante por la empresa distribuidora hasta que entre en vigor la figura del comercializador de último recurso, prevista para el 1 de enero de 2009, de acuerdo al artículo 30 de este real decreto.

9. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de esta disposición transitoria, hayan efectuado pagos a instalaciones del régimen especial o a sus representantes, tendrán derecho a ser liquidados por las cantidades efectivamente desembolsadas por los conceptos de tarifa regulada, primas, complementos y, en su caso, incentivos.

Los importes correspondientes a estos conceptos se someterán al correspondiente proceso de liquidación por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

10. Igualmente, hasta la entrada en vigor la figura del comercializador de último recurso, prevista para el 1 de enero de 2009, continuarán vigentes los siguientes aspectos que estaban recogidos en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo:

a) El contrato suscrito entre la empresa distribuidora y el titular de la instalación de producción acogida al régimen especial, contendrá, además de los aspectos recogidos en el artículo 16.1, los siguientes:

i. Condiciones económicas, de acuerdo con el capítulo IV del presente real decreto.

ii. Cobro de la tarifa regulada o, en su caso, la prima y el complemento por energía reactiva por la energía entregada por el titular a la distribuidora. Se incluye, también, el cobro del complemento por eficiencia y que se producirá una vez hayan sido acreditados ante la administración los valores anuales acumulados y efectuado el cálculo de su cuantía.

b) En el caso de conexión a la red de transporte, el contrato técnico de acceso a la red de transporte, además de lo dispuesto en el artículo 16.2, se comunicará a la empresa distribuidora.

c) La empresa distribuidora tendrá la obligación de realizar el pago de la tarifa regulada, o en su caso, la prima y los complementos que le sean de aplicación, dentro del período máximo de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura. Transcurrido este plazo máximo sin que el pago se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses de demora, que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos. Dichos intereses incrementarán el derecho de cobro del titular de la instalación y deberán ser satisfechos por el distribuidor, y no podrán incluirse dentro de los costes reconocidos por las adquisiciones de energía al régimen especial, a efectos de las liquidaciones de actividades y costes regulados según establece el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

d) La energía eléctrica vendida, deberá ser cedida a la empresa distribuidora más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución. En caso de discrepancia, la Dirección General de Política Energética y Minas o el órgano competente de la Administración autonómica, resolverán lo que proceda, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar, a los efectos de la correspondiente liquidación económica, que la empresa distribuidora más próxima pueda adquirir la energía eléctrica de las instalaciones aunque ésta sobrepase sus necesidades, siempre que la citada empresa distribuidora esté conectada a otra empresa distribuidora, en cuyo caso cederá sus excedentes a esta última empresa.

e) Durante el período en el que la instalación participe en el mercado, quedarán en suspenso las condiciones económicas del contrato de venta que tuviera firmado

con la empresa distribuidora, quedando vigentes el resto de condiciones, técnicas y de conexión incluidas en el contrato.

f) Sin perjuicio de la energía que pudieran tener comprometida mediante contratos bilaterales físicos, aquellas instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW a las que no les pudiera ser de aplicación este real decreto, no estarán obligadas a presentar ofertas económicas al operador del mercado para todos los períodos de programación, y podrán realizar dichas ofertas para los períodos que estimen oportuno.

11. Hasta la fecha establecida en el párrafo primero de la presente disposición transitoria, no será de aplicación la exigencia contemplada en el artículo 12.1.d) para las instalaciones que hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1 para la venta de su energía, salvo que vayan directamente al mercado de ofertas.

12. Hasta la fecha establecida en el párrafo primero de la presente disposición transitoria, estarán exentas del pago del coste de los desvíos las instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 1 MW que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1.

13. Hasta el 30 de septiembre de 2007, estarán exentas del pago del coste de los desvíos las instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 5 MW que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1.

Disposición transitoria séptima. Repotenciación de instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001.

1. Aquellas instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica anterior al 31 de diciembre de 2001, podrán realizar una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas, y que será denominada en lo sucesivo repotenciación.

2. Se establece un objetivo límite de potencia, a los efectos del régimen económico establecido en el presente real decreto de 2000 MW adicionales a la potencia instalada de las instalaciones susceptibles de ser repotenciadas, y que no se considerará a los efectos del límite establecido en el artículo 38.2.

3. Para estas instalaciones, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a una prima adicional, específica para cada instalación, máxima de 0,7 c€/kWh, a percibir hasta el 31 de diciembre de 2017.

4. Estas instalaciones deberán estar adscritas a un centro de control de generación y deberán disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes, exigibles a las nuevas instalaciones.

5. Siempre que la potencia instalada no se incrementa en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Disposición transitoria octava. *Utilización de biomasa y/o biogás para las instalaciones de co-combustión.*

Se establecen sendos periodos transitorios, en los que las instalaciones térmicas de régimen ordinario recogidas en el artículo 46 del presente real decreto podrán utilizar, además, biomasa de la considerada para el grupo b.8, en los términos establecidos en el anexo II, en los plazos y porcentajes siguientes:

1. Hasta el 31 de diciembre de 2013, podrán utilizar cualquier tipo de biomasa y/o biogás considerado para los grupos b.6, b.7 y b.8, en los términos establecidos en el anexo II.

2. Desde el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de diciembre de 2015, podrán utilizar hasta un 50 por ciento para la contribución conjunta de la biomasa considerada para el grupo b.8 medida por su poder calorífico inferior.

Disposición transitoria novena. *Retribución por garantía de potencia para instalaciones de energía renovables no consumibles hasta el 31 de mayo de 2006.*

A lo efectos del cálculo por garantía de potencia para las instalaciones de energía primaria renovable no consumible, desde la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y hasta el día 31 de mayo de 2006, si no existen cinco años de producción neta medida del mes *m*, la retribución de garantía de potencia para dichas instalaciones se calculará valorando la producción neta a 0,48 c€/kWh.

Disposición transitoria décima. *Instalaciones que utilicen la cogeneración para el desecado de los subproductos de la producción de aceite de oliva.*

Las instalaciones de régimen especial que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran utilizando la cogeneración para el secado de los subproductos procedentes del proceso de producción del aceite de oliva, utilizando como combustible la biomasa generada en el mismo, podrán acogerse a la presente disposición transitoria, para toda la vida de la instalación, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Estas instalaciones estarán inscritas en el subgrupo a.1.3 del artículo 2, siendo los valores de la tarifa y prima 13,225 cent€/kWh y 8,665 cent€/kWh, respectivamente, en lugar de los contemplados en el artículo 35 para estas instalaciones, a percibir, durante un periodo máximo de 15 años desde su puesta en marcha.

A estas instalaciones les serán de aplicación los criterios de actualización contemplados en el artículo 44 de este real decreto para la categoría b.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Sin perjuicio de su aplicación transitoria en los términos previstos en el presente real decreto, queda derogado el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, así como cualquiera otra disposición de igual o inferior rango en lo que se oponga a este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación de las configuraciones de cálculo.*

La modificación de las configuraciones, en el cálculo de energía intercambiada en fronteras de régimen especial, dadas de alta en los concentradores de sus encargados de la lectura como consecuencia de la entrada en vigor del Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, serán solicitadas por los productores de régimen especial a su encargado de la lectura aportando la nueva información de acuerdo a lo establecido en los procedimientos de operación aplicables.

Los encargados de la lectura modificarán las configuraciones de cálculo de aquellas fronteras de régimen especial solicitadas que cumplan los nuevos requisitos de acuerdo a la información aportada y en los plazos establecidos en los procedimientos de operación aplicables.

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

1. Se modifica el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, como sigue:

«Artículo 59 bis. *Avales para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.*

Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas o 20 €/kW para el resto de instalaciones. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte por parte del operador del sistema.

El aval será cancelado cuando el petionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto.»

2. No será necesaria la elevación de la cuantía, cuando correspondiera, del aval citado en el apartado 1 anterior a aquellas instalaciones que, a la entrada en vigor del presente real decreto, hubieran depositado el aval correspondiente al 2% del presupuesto de la instalación, vigente hasta la entrada en vigor de la presente disposición.

3. Se añade un nuevo artículo 66 bis, con la siguiente redacción:

«Artículo 66 bis. *Avales para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.*

Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas o 20 €/kW para el resto de instalaciones. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

Quedarán excluidas de la presentación de este aval las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.

El aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación. En el caso de las instalaciones en las que no sea necesaria la obtención de una autorización administrativa, la cancelación será realizada cuando se realice la inscripción definitiva de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto.»

4. Las instalaciones de producción en régimen especial que a la fecha de entrada en vigor de este real decreto no hayan obtenido la correspondiente autorización de acceso y conexión a la red de distribución, deberán presentar el resguardo mencionado en el artículo 66 (bis) del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en un plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha del presente real decreto. Transcurrido dicho plazo sin que el solicitante hubiera presentado el mismo, el órgano competente iniciará el procedimiento de cancelación de la solicitud.

Disposición final tercera. *Carácter básico.*

Este real decreto tiene un carácter básico al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.22.^a y 25.^a de la Constitución.

Las referencias a los procedimientos sólo serán aplicables a las instalaciones de competencia estatal y, en todo caso, se ajustarán a lo establecido en la Ley 30/1992,

de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposición final cuarta. *Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto y para modificar los valores, parámetros y condiciones establecidas en sus anexos, si consideraciones relativas al correcto desarrollo de la gestión técnica o económica del sistema así lo aconsejan.

En particular se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar cuantas instrucciones técnicas sean necesarias para establecer un sistema de certificación de biomasa y biogás considerados para los grupos b.6, b.7 y b.8, que incluya la trazabilidad de las mismas.

Se habilita a la Secretaría General de Energía a modificar al alza los objetivos límites de potencia de referencia, establecidos en los artículos 35 al 42, siempre que ello no comprometa la seguridad y estabilidad del sistema y se considere necesario.

Igualmente se habilita al Secretario General de Energía a modificar el contenido del anexo XII relativo a los perfiles horarios para las instalaciones fotovoltaicas e hidráulicas.

Disposición final quinta. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante las disposiciones adicionales decimotercera y decimocuarta se incorporan al derecho español los artículos 7.4 y 7.5 de la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el primer día del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, el 25 de mayo de 2007.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,
JOAN CLOS I MATHEU

requisito, que el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, en promedio de un período anual, sea igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla:

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente - Porcentaje
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50

Para aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual 1MW, el valor del rendimiento eléctrico equivalente mínimo requerido será un 10 por ciento inferior al que aparece en la tabla anterior por tipo de tecnología y combustible.

5. Quedan excluidos del cálculo del promedio de un período anual a que hace referencia el apartado anterior aquellas horas en las que la instalación haya sido programada por el operador del sistema para mantener su producción cuando el proceso consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia. Por tanto, los valores de Q, V y E serán los correspondientes al resto del período anual.

6. En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se aplicará a cada uno el rendimiento mínimo exigido, en función de la proporción de Q y E que les sean técnicamente imputables.

7. Para la verificación del rendimiento eléctrico equivalente, tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros Q, V y E deberá tener como mínimo un equipo de medida.

ANEXO II

Biomasa y biogás que pueden incluirse en los grupos b.7, b.8 y b.9 del artículo 2.1

A. Ámbito de aplicación

A los efectos de lo establecido en este real decreto, se entenderá por biomasa la fracción biodegradable de los productos, subproductos y residuos procedentes de la agricultura (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales.

Las comunidades autónomas, en el ámbito de sus competencias, podrán considerar, para el caso de las biomásas forestales, disponibilidades y requerimientos de materias primas de los sectores relacionados

ANEXO I

Rendimiento mínimo para las instalaciones de producción

1. El rendimiento de las instalaciones viene dado por la fórmula:

$$R = (E + V)/Q$$

donde:

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

V = producción de calor útil o energía térmica útil definida de acuerdo con el apartado 1.a) del artículo 2 del presente real decreto. En el caso de que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

2. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial.

Se fija un rendimiento para la producción de calor útil igual al Ref H definido en el apartado 3 del presente anexo, que podrá ser revisado en función de la evolución tecnológica de estos procesos.

3. El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determinará, considerando el apartado anterior, por la fórmula:

$$REE = E/[Q-(V/Ref H)]$$

Siendo:

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en el anexo II de la Decisión de la Comisión de 21 de diciembre de 2006, por la que se establecen valores de referencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo o norma que lo transponga.

Para la determinación del rendimiento eléctrico equivalente en el momento de extender el acta de puesta en servicio, se contabilizarán los parámetros Q, V y E durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal.

A los efectos de justificar el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente en la declaración anual, se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho período.

4. Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en este real decreto, para las instalaciones de producción del grupo a.1 del artículo 2.1 y para aquellas que estén acogidas a la disposición transitoria segunda del presente real decreto y anteriormente les fuese de aplicación este

con la transformación de la madera, en el largo plazo, estableciendo, en su caso, los correspondientes mecanismos de ajuste.

Los tipos de biomasa y biogás considerados en el artículo 2.1 aparecen descritos a continuación:

Productos incluidos en el grupo b.6

Productos incluidos en el subgrupo b.6.1

- a) Cultivos energéticos agrícolas

Biomasa, de origen agrícola, producida expresa y únicamente con fines energéticos, mediante las actividades de cultivo, cosecha y, en caso necesario, procesado de materias primas recolectadas. Según su origen se dividen en: herbáceos o leñosos.

- b) Cultivos energéticos forestales

Biomasa de origen forestal, procedente del aprovechamiento principal de masas forestales, originadas mediante actividades de cultivo, cosecha y en caso necesario, procesado de las materias primas recolectadas y cuyo destino final sea el energético.

Productos incluidos en el subgrupo b.6.2

- a) Residuos de las actividades agrícolas

Biomasa residual originada durante el cultivo y primera transformación de productos agrícolas, incluyendo la procedente de los procesos de eliminación de la cáscara cuando corresponda. Se incluyen los siguientes productos:

- 1. Residuos agrícolas herbáceos:
 - 1.1. Del cultivo de cereales: pajas y otros
 - 1.2. De producciones hortícolas: residuos de cultivo de invernadero
 - 1.3. De cultivos para fines agroindustriales, tales como algodón o lino
 - 1.4. De cultivos de legumbres y semillas oleaginosas
- 2. Residuos agrícolas leñosos: procedentes de las podas de especies agrícolas leñosas (olivar, viñedos y frutales)

- b) Residuos de las actividades de jardinería

Biomasa residual generada en la limpieza y mantenimiento de jardines.

Productos incluidos en el subgrupo b.6.3:

Residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espados verdes

Biomasa residual producida durante la realización de cualquier tipo de tratamiento o aprovechamiento selvícola en masas forestales, incluidas cortezas, así como la generada en la limpieza y mantenimiento de los espados verdes.

Productos incluidos en el grupo b.7

Productos incluidos en el subgrupo b.7.1:

Biogás de vertederos.

Productos incluidos en el subgrupo b.7.2, biogás procedente de la digestión anaerobia en digestor de los siguientes residuos, tanto individualmente como en co-digestión:

- a) residuos biodegradables industriales.
 - b) lodos de depuradora de aguas residuales urbanas o industriales.
 - c) residuos sólidos urbanos.
 - d) residuos ganaderos.
 - e) residuos agrícolas.
 - f) otros a los cuales sea aplicable dicho procedimiento de digestión anaerobia.
- Productos incluidos en el subgrupo b.7.3:
- g) Estiércoles mediante combustión.
 - h) Biocombustibles líquidos y subproductos derivados de su proceso productivo.

Productos incluidos en el grupo b.8

Productos incluidos en el subgrupo b.8.1, Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola:

- 1. Residuos de la producción de aceite de oliva y aceite de orujo de oliva.
- 2. Residuos de la producción de aceitunas.

4. Papel y cartón
5. Textiles
6. Cadáveres animales o partes de los mismos, cuando la legislación prevea una gestión de estos residuos diferente a la valorización energética.

C. Eficiencia energética

Los sistemas de generación eléctrica a condensación, con biomasa y/o biogás deberán alcanzar los siguientes niveles de eficiencia para su generación bruta de energía eléctrica:

1. Un mínimo del 18 % para potencias hasta 5 MW
 2. Un mínimo del 20 % para potencias entre 5 y 10 MW
 3. Un mínimo del 22 % para potencias entre 10 y 20 MW
 4. Un mínimo del 24 % para potencias entre 20 y 50 MW
- El cálculo de la eficiencia se realizará conforme a la siguiente fórmula:

$$Eficiencia = \frac{[PEB] \times 0,086}{EPC}$$

Donde:

[PEB]: producción eléctrica bruta anual, en MWh.

EPC: energía primaria consumida, en toneladas equivalentes de petróleo, contabilizando a PCI (poder calorífico inferior).

El hecho de no alcanzar los niveles de eficiencia establecidos podrá dar lugar a la revocación de la condición de productor de electricidad en régimen especial, o a la suspensión del régimen económico regulado en el presente real decreto.

3. Residuos de la extracción de aceites de semillas.
4. Residuos de la industria vinícola y alcoholera.
5. Residuos de industrias conserveras.
6. Residuos de la industria de la cerveza y la malta.
7. Residuos de la industria de producción de frutos secos.
8. Residuos de la industria de producción de arroz.
9. Residuos procedentes del procesado de algas.
10. Otros residuos agroindustriales.

Productos incluidos en el subgrupo b.8.2. Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal:

1. Residuos de las industrias forestales de primera transformación.
2. Residuos de las industrias forestales de segunda transformación (mueble, puertas, carpintería).
3. Otros residuos de industrias forestales.
4. Residuos procedentes de la recuperación de materiales lignocelulósicos (envases, palets, muebles, materiales de construcción,...)

Productos incluidos en el subgrupo b.8.3:

Licores negros de la industria papelera.

Productos incluidos instalaciones de co-combustión

Cualquiera de los indicados en los grupos b.6, b.7 y b.8 anteriores, cuando estos sean empleados en centrales térmicas convencionales mediante tecnologías de co-combustión.

B. Exclusiones

No se considerarán biomasa o biogás, a los efectos del presente real decreto:

1. Combustibles fósiles, incluyendo la turba, y sus productos y subproductos.
2. Residuos de madera:
 - a) Tratados químicamente durante procesos industriales de producción.
 - b) Mezclados con productos químicos de origen inorgánico.
 - c) De otro tipo, si su uso térmico está prohibido por la legislación
3. Cualquier tipo de biomasa o biogás contaminado con sustancias tóxicas o metales pesados.

ANEXO III**Modelo de inscripción en el registro**

Central:

Nombre de la central Tecnología (1)

Emplazamiento: calle o plaza, paraje, etc.

Municipio,

Provincia.

Grupo al que pertenece (artículo 2).

Empresa distribuidora a la que vierte.

Número de grupos.

Potencia nominal total en kW.

Potencia nominal de cada grupo en kW.

Hidráulica:

Río.....

Salto en metros.....

Caudal en m3 por segundo.....

Térmica clásica:

Tipo(s) de combustible(s)

Titular:

Nombre:

Dirección:

Municipio:

Provincia:

Fecha de puesta en servicio:

Fecha de inscripción (en el registro autonómico): ..

Provisional

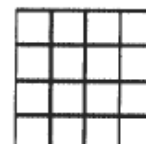
Definitiva.

En, a. ... de..... De 2... .

(1) Hidráulica fluyente, bombeo puro, bombeo mixto, turbina de gas, turbina de vapor condensación, turbina de vapor contrapresión, ciclo combinado, motor diesel, otros (especificarlos).

ANEXO IV

Memoria-resumen anual



DATOS GENERALES

Nombre o razón social de la Empresa			
Dirección del Servicio u Oficina de la Empresa		Calle	núm. Tel.
Encargada de cumplimentar esta información		Municipio	Provincia
Nombre de la central:		Fecha de puesta en funcionamiento	<div style="border: 1px solid black; width: 80px; height: 20px; text-align: center;">mes/año</div>
Emplazamiento: Calle o plaza, paraje, etc.		núm. Tel.	
Municipio		Provincia	Fax
Actividad principal de la empresa		CNAE	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 20px; text-align: center;"> </div>
Número del registro autonómico:			

ENERGIA ELECTRICA

a. Energía eléctrica generada por la instalación medida en bornas del alternador	89 MWh		
b. Consumos propios en los servicios de la central	92 MWh		
c. Energía eléctrica en barras de la central (a-b)	94 MWh		
d. Energía eléctrica comprada	99 MWh	100 €
e. Consumos (no incluidos en el apartado b)	 MWh	104 €
d. Energía eléctrica vendida (c + d - e)	95 MWh	96 €

ENERGIA TERMICA RECUPERADA

Calor útil generado por la instalación	119 €
--	-----	---------

ENERGIA TERMICA PRIMARIA

(A rellenar sólo por los titulares de instalaciones que consuman combustible)

Combustible utilizado	Cantidad	PCI	Valor
Gas natural 10 ³ NMP kcal/Nm ³ €
Fuel Oil toneladas kcal/kg. €
Gas Oil toneladas kcal/kg. €
Biomasa toneladas kcal/kg. €
Residuos urbanos toneladas kcal/kg. €
Otros residuos toneladas kcal/kg. €
Otros combustibles (indicarlos) toneladas kcal/kg. €

PERSONAL DEDICADO A LA CENTRAL

Nº de personas	Horas trabajadas	Coste total Euros
251/269	255/273	256/274

INVERSIONES REALIZADAS EN LA CENTRAL DURANTE EL AÑO

Euros	292/293/294
-------	-------------

Representante autorizado

DNI:

Cargo

En a de de 199....

- 2) Potencia de la central
- Potencia térmica de la caldera (MW):

- Rendimiento de la caldera (%):

- Presión del vapor (bar):

- Temperatura del vapor (°C):

- Caudal nominal de vapor (t/h):

- Potencia térmica de la turbina de gas (MW):

- Potencia total bruta nominal de la central (MW):

- Potencia total neta nominal de la central (MW):

- Potencia total bruta nominal de la turbina de gas (MW):

- Potencia total neta nominal de la turbina de gas (MW):

- Potencia bruta media anual de la central (MW):

- Potencia neta media anual de la central (MW):

3) Energía producida y rendimientos

- Horas anuales de funcionamiento:

- Energía bruta producida anualmente (MWh/año):

- Energía neta producida anualmente (MWh/año):

- Ratio de consumo de combustible por kW_e bruto nominal producido (kg/kW_e y kWt/kW_e):

- Ratio de consumo de combustible por kW_e neto nominal producido (kg/kW_e y kWt/kW_e):

- Ratio de consumo medio de combustible por kW_e bruto medio producido (kg/kW_e y kWt/kW_e):

- Ratio de consumo medio de combustible por kW_e neto medio producido (kg/kW_e y kWt/kW_e):

ANEXO V

Complemento por energía reactiva

Se considerarán para todas las unidades de régimen especial los siguientes valores del factor de potencia y los correspondientes valores porcentuales de bonificación/penalización, aplicables en los siguientes periodos horarios:

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %	
		Punta	Valle
Inductivo	Fp < 0,95	-4	8
	0,96 > Fp ≥ 0,95	-3	6
	0,97 > Fp ≥ 0,96	-2	4
	0,98 > Fp ≥ 0,97	-1	2
Capacitivo	1,00 > Fp ≥ 0,98	0	0
	1,00 > Fp ≥ 0,98	0	4
	1,00 > Fp ≥ 0,98	0	2
	0,98 > Fp ≥ 0,97	2	-1
	0,97 > Fp ≥ 0,96	4	-2
	0,96 > Fp ≥ 0,95	6	-3
	Fp < 0,95	8	-4

La regulación del factor de potencia se realizará en el punto de conexión con el sistema y se obtendrá haciendo uso del equipo de medida contador-registrador de la instalación. Se calculará con dos cifras decimales y el redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal sea o no menor de cinco. Deberá mantenerse cada hora, en el punto de conexión de la instalación con la red, dentro de los periodos horarios de punta, llano y valle del tipo tres de discriminación horaria, de acuerdo con el apartado 7.1 del anexo I de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 12 de enero de 1995.

Los porcentajes de complemento se aplicarán con periodicidad horaria, realizándose, al finalizar cada mes, un cómputo mensual, que será facturado y liquidado según corresponda.

- ANEXO VI
- Solicitud de inclusión de las instalaciones de co-combustión en el artículo 46
- A efectos de inclusión en el artículo 46 de las instalaciones de co-combustión se deberá aportar la siguiente información:
- A) DATOS DE LA CENTRAL TÉRMICA POR CADA UNO DE SUS GRUPOS
- 1) Combustible utilizado.
- Tipo de combustible:

- Poder calorífico medio (kcal/kg):

- Cantidad anual utilizada (t/año):

- Coste total adquisición del combustible (€/año):
- Descripción de la instalación de co-combustión:
- 1) Combustible 1,2.....
- Denominación:

- Poder calorífico medio en base seca (kcal/kg):

- Humedad media (%):

- Poder calorífico medio en base humedad (kcal/kg):

- Cantidad anual consumida (t/año):

- Cantidad anual consumida (MWh/año):

- Coste total de adquisición del combustible en planta (€/año):

2) Potencia

- Potencia térmica de la instalación de co-combustión para un poder calorífico inferior del combustible de 3.500 kcal/kg en base seca (MW);
- Incremento/decremento de la potencia bruta nominal de la central por motivo de la instalación de co-combustión (MW y % sobre la potencia bruta nominal de la central);
- Aumento/disminución de consumos propios de la central por motivo de la instalación de co-combustión (MW y % sobre las potencias medias y nominales de la central);

3) Energía producida:

- Horas anuales de funcionamiento de la central térmica;
- Horas anuales de funcionamiento de la instalación de co-combustión;
- Energía eléctrica total bruta producida por la central una vez instalada la co-combustión (MWh/año);
- Energía eléctrica total bruta producida por la central una vez instalada la co-combustión (MWh/año);
- Energía eléctrica bruta producida por la central debido al combustible consumido por la co-combustión (MWh/año);
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe bruto nominal producido (kg/kWe y kWh/kWe);
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe neto nominal producido (kg/kWe y kWh/kWe);
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe bruto medio producido (kg/kWe y kWh/kWe);
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe neto medio producido (kg/kWe y kWh/kWe);

4) Inversión:

- Coste de inversión de la instalación de co-combustión (€);

5) Personal:

- Número total de personas contratadas para la operación de la instalación de co-combustión, horas/año trabajadas y coste total de ese personal.

6) Tecnología empleada:

- Descripción de la tecnología de co-combustión;
- Consumos propios asociados a la manipulación del combustible;

7) Descripción Sistema de medición biomasa y/o biogás:

ANEXO VII

Actualización de la retribución de las instalaciones de la categoría a)

Los métodos de actualización de tarifas y complementos retributivos que se muestran en este anexo se basan en las variaciones de los índices de precios de combustibles (en adelante IComb) y la variación del IPC.

Para el caso del subgrupo a.1.1 se tomará como IComb el índice del precio del gas natural "IGN_n" siendo éste el valor medio durante el trimestre natural "n" del precio de venta de gas natural aplicado por los comercializadores a sus clientes cogeneradores tanto acogidos a mercado liberalizado como a tarifa regulada, dividido por el correspondiente al tercer trimestre de 2006 y multiplicado por 100.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio calculará y publicará trimestralmente el correspondiente valor a aplicar, a partir de los datos aportados por las comercializadoras, que sirven gas al segmento de clientes de cogeneración. Siendo estos datos:

Ingreso_Total_i : Retribución total obtenida por el comercializador "i" por todo el gas vendido para cogeneración, como agregación de sus clientes a tarifa y a mercado, durante todo el período de tiempo del trimestre "n"

Volumen_Total_i : Cantidad total de energía como MWh de gas natural expresado en P.C.S. que el comercializador ha vendido a sus clientes cogeneradores, como agregación de sus clientes a tarifa y a mercado, durante todo el período de tiempo del trimestre "n".

A tal efecto todas las empresas distribuidoras y comercializadoras, con un volumen de ventas superior a 1.000 GWh anuales a cogeneradores, suministrarán los datos de ingresos y volumen de energía totales especificados anteriormente y los remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con una periodicidad trimestral, siendo los trimestres considerados los cuatro trimestres naturales, debiendo enviar la información citada correspondiente al trimestre anterior, antes del día 20 de los meses de abril, julio, octubre y enero de cada año.

Para el subgrupo a.1.2 se tomará como IComb_n el valor medio, durante el trimestre natural "n", del coste medio CIF del crudo importado por España, obtenido de los datos publicados mensualmente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el Boletín Estadístico de Hidrocarburos, dividido por el correspondiente al tercer trimestre de 2006 y multiplicado por 100.

Los valores de referencia iniciales de estos índices de precios de combustible, con los que se han realizado los cálculos que han dado lugar a los valores de tarifas y primas que figuran en el artículo 35 del presente real decreto, son:

Índice de precios del gas natural de cogeneración (IGN₀): 100
Índice de precios CIF del crudo importado por España (PF₀): 100
Porcentaje de variación del IPC 0,556%

a) Actualización de tarifas y primas para los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

a.1.) Tarifas

Las tarifas con que se remunera la producción neta de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 que vienen recogidos en el artículo 35 del presente real decreto, serán actualizados trimestralmente por el Ministerio de

Tabla con los coeficientes A y B de la fórmula de actualización (2) del apartado a.1) de este anexo.

Tabla nº1			
Combustible	Potencia (MW)	A	B
G.N.	P < 1	0,5404	- 0,0402
	1 < P < 10	0,6379	- 0,0318
	10 < P < 25	0,6544	- 0,0292
	25 < P < 50	0,6793	- 0,0268
Gasóleo y G.L.P	P < 1	0,6203	- 0,0269
	1 < P < 10	0,7215	- 0,0168
	10 < P < 25	0,7401	- 0,0150
	25 < P < 50	0,7601	- 0,0123
Fuel Oil	P < 1	0,5872	- 0,0295
	1 < P < 10	0,6956	- 0,0186
	10 < P < 25	0,7153	- 0,0164
	25 < P < 50	0,7440	- 0,0135

- b) Actualización de tarifas y primas para el subgrupo a.1.4 y el grupo a.2.
- Para las instalaciones del el grupo a.2 se efectuará una sola actualización anual de tarifas y primas de acuerdo con la evolución del IPC publicado por el Ministerio de Economía a través del Instituto Nacional de Estadística. Para la actualización del subgrupo a.1.4, se tendrá en cuenta la variación del precio del carbón en los mercados internacionales.
- Tarifa
- $$P_{V,n+1} = P_{V,n} * (1+ IPC_n)$$
- Prima
- $$C_{r,n+1} = C_{r,n} * (1+ IPC_n)$$
- c) Corrección por antigüedad para las instalaciones de los grupos a.1.1 y a.1.2.
- A aquellas instalaciones de los grupos a.1.1 y a.1.2 que hayan superado el número de años de explotación que se indica en el artículo 44.1 se les aplicará una corrección por antigüedad de manera que los valores de Pv y Cr vendrán expresados como un producto de las tarifas o primas actualizados que les correspondan, multiplicados por un coeficiente fijo de valor 0,83 corrector de la tarifa y por un coeficiente " " corrector de la prima, determinado a partir de la expresión siguiente:
- $$. . 1 - 0,17 (Pv /Cr)$$

función de la relación Pv/Cr distinta para cada nivel de potencia

ANEXO VIII

Solicitud de retribución específica para las instalaciones del grupo b.3

Para la solicitud de la tarifa o prima específica por kWh, a la que se refiere el artículo 39, se presentará un anteproyecto que describa de forma exhaustiva la instalación, donde al menos se desarrollen los apartados que se listan a continuación.

Industria, Turismo y Comercio, mediante la correspondiente orden de acuerdo con la siguiente fórmula de actualización:

$$P_{V,n+1} = P_{V,n} * (1+ IPC_n) * (1+ \square_n Pv) \quad (1)$$

Donde:

$P_{V,n+1}$: Tarifa vigente en el trimestre "n+1".

$P_{V,n}$: Tarifa de venta vigente en el trimestre "n".

IPCN: (expresado en porcentaje): Variación del IPC.

$\square_n Pv$: Corrección global por el índice del precio de combustible que le corresponda (IComb) y por el crecimiento en la tasa del IPC real

Siendo a su vez:

$$\square_n Pv = A * \square_n IComb + B * \square_n IPC \quad (2)$$

Donde:

$$\square_n IComb = [(1 + \square_n IComb) / (1 + IPC_n)] - 1$$

siendo:

$$\square_n IComb = (IComb_n - IComb_{n-1}) / IComb_{n-1}$$

IComb_n : Índice del precio del combustible tras la actualización para el trimestre "n"

$$\square_n IPC = (IPC_n - IPC_{n-1}) / IPC_{n-1}$$

IPCN: Índice de precios al consumo al finalizar el trimestre "n"

A, B: coeficientes fijos de actualización dependientes del nivel de potencia y del combustible utilizado. Los valores aparecen recogidos en la tabla nº1 que se adjunta a este anexo.

a.2.) Prima

Del mismo modo se procederá a actualizar trimestralmente el prima definido en el artículo 27 de este real decreto, para los subgrupos a.1.1. y a.1.2., sustituyendo en la anterior fórmula (1) respectivamente $P_{V,n+1}$ por $C_{r,n+1}$ y $P_{V,n}$ por $C_{r,n}$, así la expresión de la fórmula de actualización de la prima queda de este modo:

$$C_{r,n+1} = C_{r,n} * (1+ IPC_n) * (1+ \square_n Pv) \quad (3)$$

siendo aplicables los mismos términos/coeficientes y la misma metodología definidos anteriormente, en el apartado a.1) de este anexo, para la actualización de la tarifa y que son comunes en cuanto a fórmulas de actualización.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio procederá a realizar la actualización de las primas a que hace referencia este apartado, con una periodicidad trimestral en función del índice de los precios de combustibles y en función también de la evolución del IPC.

electricidad que, asociada a la energía térmica útil real de climatización, cumpliría con el rendimiento eléctrico equivalente requerido:

$$E_{REE0} = \frac{V}{Re \cdot fH \cdot \left(\frac{1}{\eta_e} - \frac{1}{REE} \right)} \quad [^{\circ}]$$

Siendo:

E_{REE0} : Energía eléctrica que cumpliría con el rendimiento eléctrico equivalente mínimo requerido, considerando la energía térmica útil real medida. Esta energía eléctrica no podrá superar el valor de la electricidad vendida a la red en el período.

V: Calor o energía térmica útil, de acuerdo con la definición del apartado a) del artículo 2.1 de este real decreto. En el caso en que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor según se define en el anexo I de este real decreto.

e: Rendimiento exclusivamente eléctrico de la instalación (E/Q).

2. Para el caso de aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios, se contemplan dos revisiones anuales semestrales, en las que se evaluará y liquidará de forma extraordinaria para el período correspondiente de octubre a marzo (1º semestre) y para el de abril a septiembre (2º semestre), el valor de la expresión anterior de energía eléctrica (E_{REE0}) en cada uno de esos períodos.

A efectos prácticos y operativos para realizar las liquidaciones parciales durante el mes inmediatamente posterior al período a liquidar, se distinguirá entre las dos opciones de venta posibles:

a) Tarifa regulada (artículo 24.1.a): la instalación, durante el período contemplado, habrá de percibir por la energía vendida al sistema el 65 por ciento de la tarifa regulada que le corresponda en cada momento. Efectuándose una liquidación final semestral resultado de aplicar al valor definitivo de E_{REE0} el 35 por ciento del valor de la tarifa regulada media ponderada del período de liquidación que le corresponda a esa instalación. Se entiende como tarifa media ponderada el cociente entre el sumatorio de los productos de la electricidad que la instalación cede al sistema en cada momento por el valor de la tarifa regulada de ese momento y el total de la electricidad cedida por la instalación al sistema en el período. Se tomará el anterior valor de E_{REE0} siempre que sea igual o inferior a la energía cedida al sistema. Si no fuera así, el 35 por ciento de la tarifa media ponderada aplicará sólo sobre la electricidad cedida al sistema.

b) Opción mercado (artículo 24.1.b): la instalación, durante el período contemplado, recibirá sólo el precio del mercado más los complementos del mercado que le correspondan en cada momento. Efectuándose una liquidación final semestral resultado de aplicar al valor definitivo de E_{REE0} la prima media ponderada del período de liquidación. Se entiende como prima media ponderada el cociente entre el sumatorio de los productos de la electricidad que la instalación vende al mercado en cada momento por el valor de la prima en ese momento y el total de la electricidad vendida por la instalación al mercado en el período. Se tomará el anterior valor de E_{REE0} siempre que sea igual o inferior a la energía vendida al mercado. Si no fuera así, la prima media ponderada aplicará sólo sobre la electricidad vendida al mercado.

Independientemente de la opción de venta elegida, en el caso en que el valor de la electricidad obtenida de la fórmula [°] anterior fuera superior a la electricidad generada neta en el período, se procederá al cálculo del rendimiento eléctrico equivalente que corresponde a los valores de la energía térmica útil

CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Potencia de la instalación

- Potencia unitaria por dispositivo:
- Potencia total:

Tecnología empleada

- Descripción de la tecnología:
- Vida útil de los equipos de la instalación:

Equipos principales

- Desarrollo: %Nacional %UE %Internacional
- Fabricación: %Nacional %UE %Internacional

Energía producida

- Horas anuales de funcionamiento de la central:
- Energía eléctrica total bruta producida por la central

Inversión

- Coste de inversión de la instalación (€) desglosada:
- Coste de desmantelamiento (€):

Coste de operación y mantenimiento

- Número total de personas contratadas para la operación de la instalación, horas/año trabajadas y coste total de ese personal.
- Seguros
- Cánones
- Disponibilidad del sistema

ANEXO IX

Aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios

1. Cuando el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito indistinto de utilización como calor o frío para climatización de edificios, se habrá de considerar un período de tiempo distinto de un año para la determinación del rendimiento eléctrico equivalente, definido según el anexo I.

Dado que las condiciones climatológicas son diferentes para cada lugar y pueden variar de un año a otro, en lugar de considerar un período concreto se procede, a efectos remunerativos, al cálculo de la

medida junto al de la electricidad generada bruta, ambas en el periodo, con el fin de que con el valor del rendimiento eléctrico equivalente calculado de esta forma se aplique el complemento por eficiencia definido en el artículo 28 del presente real decreto.

ANEXO X

Retribución de las instalaciones híbridas

Para las instalaciones reguladas en el artículo 23, la energía a retribuir en cada uno de los grupos o subgrupos será la siguiente:

1. Hibridaciones tipo 1:

$$E_{ri} = E \cdot \left(\frac{C_i}{C_h} \right)$$

siendo:

E_{ri}: energía eléctrica retribuida según la tarifa o prima para el combustible i.

E: total energía eléctrica vertida a la red.

C_i: Energía primaria total procedente del combustible i (calculada por masa y PCI).

C_b: Energía primaria total procedente de los distintos tipos de biomasa/biogás/residuo (calculada como sumatorio de C_i).

2. Hibridaciones tipo 2:

$$E_{ri} = \eta_b \cdot C_i$$

$$E_{rs} = E - \sum_i E_{ri}$$

E_{ri}: energía eléctrica retribuida según la tarifa o prima para el combustible i.

E: total energía eléctrica vertida a la red.

E_{rs}: energía eléctrica retribuida según la tarifa o prima para el subgrupo b.1.2.

C_i: Energía primaria total procedente del combustible i (calculada por masa y PCI).

η_b = Rendimiento, en tanto por uno, de la instalación para biomasa/biogás/residuo, igual a 0,21.

ANEXO XI

Acceso y conexión a la red

1. El acceso y conexión a la red, y las condiciones de operación para las instalaciones de generación de régimen especial, así como el desarrollo de las instalaciones de red necesarias para la conexión y costes asociados, se resolverán según lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre y en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre y la normativa que lo desarrolla, con las condiciones particulares que se establecen en el presente real decreto. En el caso de no aceptación, por parte del titular, de la propuesta alternativa realizada por la empresa distribuidora ante una solicitud de punto de acceso y

conexión, podrá solicitar al órgano competente la resolución de la discrepancia, que deberá dictarse y notificarse al interesado en el plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha de la solicitud.

2. Asimismo, deberán observarse los criterios siguientes:

a) Los titulares que no tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red de transporte o las redes de distribución tendrán todas sus instalaciones receptoras o sólo parte de ellas conectables por un sistema de conmutación, bien a la red general bien a sus grupos generadores, que asegurará que en ningún caso puedan quedar sus grupos generadores conectados a dicha red.

b) Los titulares que tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red de transporte o las redes de distribución y lo estarán en un solo punto, salvo circunstancias especiales debidamente justificadas y autorizadas por la Administración competente, y podrán emplear generadores síncronos o asíncronos.

Estos titulares deberán cortar la conexión con la red de transporte o distribución y si, por causas de fuerza mayor u otras debidamente justificadas y aceptadas por la Administración competente o establecidas en los procedimientos de operación, la empresa distribuidora o transportista o el operador del sistema lo solicita. Las condiciones del servicio normal deberán, sin embargo, ser restablecidas lo más rápidamente posible. Cuando se dé esa circunstancia se informará al órgano competente.

c) En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción en régimen especial o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, se tendrán en cuenta los siguientes criterios, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:

1.º Líneas: la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a la línea no superará el 50 por ciento de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

2.º Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a una subestación o centro de transformación no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

Las instalaciones del grupo b.1 tendrán normas específicas que se dictarán por los órganos que tengan atribuida la competencia siguiendo los criterios anteriormente relacionados.

3. Siempre que se salvaguarden las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico, y con las limitaciones que, de acuerdo a la normativa vigente se establezcan por el operador del sistema o en su caso por el gestor de la red de distribución, los generadores de régimen especial tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida frente a los generadores de régimen ordinario, con particular preferencia para la generación de régimen especial no gestionable a partir de fuentes renovables. Asimismo, con el objetivo de contribuir a una integración segura y máxima de la generación de régimen especial no gestionable el operador del sistema considerará preferentes aquellos generadores cuya adecuación tecnológica contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

A los efectos de este real decreto, se define como generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.

En caso de apertura del interruptor automático de la empresa titular de la red en el punto de conexión, así como en cualquier situación en la que la generación pueda quedar funcionando en isla, se instalará por parte del generador un sistema de teledisparo automático u otro medio que desconecte la central o centrales generadores con objeto de evitar posibles daños personales o sobre las cargas. En todo caso esta circunstancia será reflejada de manera explícita en el contrato a celebrar entre el generador y la empresa titular de la red en el punto de conexión, aludiendo en su caso a la necesaria coordinación con los dispositivos de reenganche automático de la red en la zona.

Las protecciones de mínima frecuencia de los grupos generadores deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia del sistema eléctrico peninsular español, por lo que los generadores sólo podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, con una temporización de 3 segundos como mínimo. Por otra parte, las protecciones de máxima frecuencia sólo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51 Hz con la temporización que se establezca en los procedimientos de operación.

11. Los equipos de medida instalados en las barras de central de las instalaciones de categoría a) con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, que no cumplan con las especificaciones contenidas en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, deberán ser sustituidos previamente a que estas instalaciones opten por cambiar de opción de venta de energía para hacerlo de acuerdo con la opción b) del artículo 24.1 y, en todo caso, en un plazo máximo de doce meses desde la entrada en vigor del presente real decreto.

La medida de la energía producida en barras de central de las instalaciones de la categoría a) podrá obtenerse como combinación de medidas a partir de la medida de la energía excedentaria entregada a la red de transporte o distribución, o a partir de las medidas de la energía producida en bornes de generadores.

Los transformadores de medida actualmente instalados podrán dedicar sus secundarios simultáneamente a la medida destinada a la liquidación y a otros usos, siempre que la carga soportada por sus secundarios se mantenga dentro del rango especificado en sus ensayos.

ANEXO XII

Perfiles horarios para las instalaciones fotovoltaicas, hidráulicas y otras que no cuenten con medida horaria

En el caso de que la instalación no disponga de medida horaria, se calculará su energía en cada hora multiplicando la potencia instalada de la instalación por el factor de funcionamiento establecido en los tablas siguientes para cada tecnología y mes. En el caso de la fotovoltaica, se tomará el cuadro correspondiente a la zona solar donde esté ubicada físicamente la instalación. A estos efectos, se han considerado las cinco zonas climáticas según la radiación solar media en España, establecidas en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación

A continuación se indican los perfiles de producción para las instalaciones fotovoltaicas y las hidráulicas. Para el resto de las tecnologías, se considerará, salvo mejor previsión, como factor de funcionamiento 0,85 en todas las horas del año.

En principio, se consideraran como no gestionables los generadores de régimen especial que de acuerdo a la clasificación establecida en este real decreto se encuentren incluidos en los grupos b.1, b.2 y b.3, así como los generadores hidráulicos fluyentes integrados en los grupos b.4 y b.5, salvo valoración específica de gestionable de una planta generadora a realizar por el operador del sistema, con la consecuente aplicación de los requisitos o condicionantes asociados a dicha condición.

4. En lo relativo a la conexión a la red, en caso de limitaciones en el punto de conexión derivadas de viabilidad física o técnica para expansión de la misma, o por la aplicación de los criterios de desarrollo de la red, los generadores de régimen especial a partir de fuentes de energía renovable tendrán prioridad de conexión frente al resto de los generadores. Esta prioridad será de aplicación durante el plazo en el que concurran varias instalaciones en condiciones de celebrar el Contrato Técnico de Acceso.

5. Siempre que sea posible, se procurará que varias instalaciones productoras utilicen las mismas instalaciones de evacuación de la energía eléctrica, aun cuando se trate de titulares distintos. Los órganos de la Administración competente, cuando autoricen esta utilización, fijarán las condiciones que deben cumplir los titulares a fin de no desvirtuarse las medidas de energía eléctrica de cada una de las instalaciones de producción que utilicen dichas instalaciones de evacuación.

Cuando varios generadores de régimen especial compartan punto de conexión a la red de transporte, la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, ante el operador del sistema y transportista titular del parque correspondiente, así como la coordinación con éste último tras la puesta en servicio de la generación, deberá realizarse de forma conjunta y coordinada por un Interlocutor Único de Nudo que actuará en representación de los generadores, en los términos y con las funciones que se establezcan.

6. Para instalaciones o agrupaciones de las mismas de más de 10 MW a conectar a la red de distribución, y tras la conclusión de su aceptabilidad por el gestor de distribución, éste solicitará al operador del sistema su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de acceso y conexión. Asimismo, el gestor de la red de distribución informará al operador del sistema sobre la resolución de los procedimientos de acceso y conexión de todas las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto.

7. Antes de la puesta en tensión de las instalaciones de generación y de conexión a red asociadas, se requerirá el informe de verificación de las condiciones técnicas de conexión del operador del sistema o del gestor de la red de distribución que acredite el cumplimiento de los requisitos para la puesta en servicio de la instalación según la normativa vigente, sobre la base de la información aportada por los generadores. Su cumplimiento será acreditado, en su caso, por la Comisión Nacional de la Energía o el órgano de la Administración competente.

8. Los gastos de las instalaciones necesarios para la conexión serán, con carácter general, a cargo del titular de la central de producción.

9. Si el órgano competente apreciase circunstancias en la red de la empresa adquirente que impidieran técnicamente la absorción de la energía producida, fijará un plazo para subsanarlas. Los gastos de las modificaciones en la red de la empresa adquirente serán a cargo del titular de la instalación de producción, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio; en tal caso, correrán a cargo de ambas partes de mutuo acuerdo, teniendo en cuenta el uso que se prevé que van a hacer de dichas modificaciones cada una de las partes. En caso de discrepancia resolverá el órgano correspondiente de la Administración competente.

10. Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

Perfil horario de producción para las instalaciones hidráulicas.

Mes	Factor de funcionamiento
Enero	0,41
Febrero	0,36
Marzo	0,38
Abril	0,42
Mayo	0,43
Junio	0,32
Julio	0,24
Agosto	0,19
Septiembre	0,17
Octubre	0,23
Noviembre	0,32
Diciembre	0,35

Perfil horario de producción para las instalaciones fotovoltaicas.

Los valores de las horas que aparecen en las tablas siguientes corresponden al tiempo solar. En el horario de invierno la hora civil corresponde a la hora solar más 2 unidades, y en el horario de verano la hora civil corresponde a la hora solar más 1 unidad. Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

Factor de funcionamiento para un perfil horario de una instalación fotovoltaica

	ZONA I																								
ZONA I	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	
Enero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,14	0,22	0,28	0,30	0,28	0,22	0,14	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,11	0,22	0,31	0,38	0,40	0,38	0,31	0,22	0,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,20	0,32	0,42	0,49	0,52	0,49	0,42	0,32	0,20	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,16	0,28	0,40	0,50	0,57	0,60	0,57	0,50	0,40	0,28	0,16	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mayo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,11	0,22	0,34	0,45	0,55	0,61	0,63	0,61	0,55	0,45	0,34	0,22	0,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,14	0,26	0,38	0,50	0,59	0,66	0,68	0,66	0,59	0,50	0,38	0,26	0,14	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,14	0,26	0,40	0,53	0,63	0,70	0,73	0,70	0,63	0,53	0,40	0,26	0,14	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,20	0,34	0,47	0,57	0,65	0,67	0,65	0,57	0,47	0,34	0,20	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,12	0,25	0,38	0,50	0,57	0,60	0,57	0,50	0,38	0,25	0,12	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,15	0,27	0,37	0,44	0,47	0,44	0,37	0,27	0,15	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,17	0,25	0,31	0,34	0,31	0,25	0,17	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,12	0,20	0,26	0,28	0,26	0,20	0,12	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media anual	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,11	0,22	0,33	0,43	0,49	0,52	0,49	0,43	0,33	0,22	0,11	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total anual	0,00	0,00	0,00	0,00	2,79	16,51	41,87	79,50	120,42	156,03	180,37	189,02	180,37	156,03	120,42	79,50	41,87	16,51	2,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	ZONA II																								
ZONA II	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	
Enero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,13	0,20	0,26	0,28	0,26	0,20	0,13	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,12	0,23	0,33	0,39	0,42	0,39	0,33	0,23	0,12	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,21	0,34	0,45	0,53	0,55	0,53	0,45	0,34	0,21	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,18	0,31	0,45	0,56	0,64	0,66	0,64	0,56	0,45	0,31	0,18	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mayo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,12	0,25	0,39	0,53	0,64	0,72	0,74	0,72	0,64	0,53	0,39	0,25	0,12	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,15	0,28	0,41	0,54	0,65	0,72	0,75	0,72	0,65	0,54	0,41	0,28	0,15	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,16	0,30	0,45	0,60	0,72	0,80	0,83	0,80	0,72	0,60	0,45	0,30	0,16	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,24	0,40	0,56	0,69	0,78	0,81	0,78	0,69	0,56	0,40	0,24	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,14	0,29	0,44	0,57	0,66	0,69	0,66	0,57	0,44	0,29	0,14	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,16	0,28	0,39	0,47	0,50	0,47	0,39	0,28	0,16	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,16	0,25	0,31	0,33	0,31	0,25	0,16	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,11	0,18	0,23	0,25	0,23	0,18	0,11	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media anual	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,13	0,24	0,37	0,47	0,54	0,57	0,54	0,47	0,37	0,24	0,13	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total anual	0,00	0,00	0,00	0,00	2,95	18,60	47,42	88,88	133,27	171,78	198,00	207,33	198,00	171,78	133,27	88,88	47,42	18,60	2,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	ZONA III																								
ZONA III	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	
Enero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,15	0,23	0,29	0,31	0,29	0,23	0,15	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,13	0,24	0,34	0,41	0,44	0,41	0,34	0,24	0,13	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,23	0,36	0,48	0,56	0,59	0,56	0,48	0,36	0,23	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,20	0,35	0,50	0,62	0,71	0,74	0,71	0,62	0,50	0,35	0,20	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mayo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,12	0,25	0,39	0,53	0,65	0,73	0,75	0,73	0,65	0,53	0,39	0,25	0,12	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,16	0,31	0,46	0,61	0,74	0,82	0,85	0,82	0,74	0,61	0,46	0,31	0,16	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,17	0,33	0,51	0,69	0,83	0,93	0,96	0,93	0,83	0,69	0,51	0,33	0,17	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,27	0,45	0,63	0,78	0,88	0,91	0,88	0,78	0,63	0,45	0,27	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,15	0,31	0,47	0,61	0,70	0,73	0,70	0,61	0,47	0,31	0,15	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,17	0,31	0,42	0,50	0,53	0,50	0,42	0,31	0,17	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,19	0,28	0,35	0,37	0,35	0,28	0,19	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,13	0,22	0,27	0,29	0,27	0,22	0,13	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media anual	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,14	0,27	0,40	0,52	0,60	0,62	0,60	0,52	0,40	0,27	0,14	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total anual	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	19,45	51,42	97,72	146,59	188,96	217,81	228,03	217,81	188,96	146,59	97,72	51,42	19,45	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	ZONA IV																								
ZONA IV	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	
Enero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,23	0,34	0,43	0,46	0,43	0,34	0,23	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,19	0,34	0,48	0,58	0,61	0,58	0,48	0,34	0,19	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,26	0,42	0,55	0,64	0,67	0,64	0,55	0,42	0,26	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,19	0,35	0,50	0,63	0,72	0,75	0,72	0,63	0,50	0,35	0,19	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mayo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,28	0,44	0,60	0,74	0,83	0,86	0,83	0,74	0,60	0,44	0,28	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,16	0,31	0,47	0,63	0,76	0,85	0,88	0,85	0,76	0,63	0,47	0,31	0,16	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,16	0,33	0,51	0,69	0,83	0,93	0,97	0,93	0,83	0,69	0,51	0,33	0,16	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,25	0,43	0,60	0,74	0,84	0,88	0,84	0,74	0,60	0,43	0,25	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,16	0,32	0,49	0,63	0,73	0,76	0,73	0,63	0,49	0,32	0,16	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,20	0,35	0,49	0,58	0,61	0,58	0,49	0,35	0,20	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,24	0,35	0,43	0,46	0,43	0,35	0,24	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,20	0,31	0,38	0,41	0,38	0,31	0,20	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media anual	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,14	0,29	0,44	0,57	0,66	0,69	0,66	0,57	0,44	0,29	0,14	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total anual	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	18,55	52,86	105,47	160,84	208,98	241,77	253,40	241,77	208,98	160,84	105,47	52,86	18,55	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ANEXO V:

REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

15595 *REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.*

En agosto de 2005 fue aprobado el Plan de Energías Renovables 2005-2010, con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética del Gobierno, aumentar la seguridad y calidad del suministro eléctrico y mejorar el respeto al medio ambiente, junto con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos internacionales que para España derivan del Protocolo de Kioto y de nuestra pertenencia a la Unión Europea y alcanzar los objetivos del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

Dicho Plan de Energías Renovables 2005-2010, que conllevó la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, se debió a un crecimiento de algunas tecnologías inferior al inicialmente previsto y, por otro parte, a un incremento de la demanda notablemente superior a los escenarios manejados en el Plan inicial. Se introdujeron importantes modificaciones al alza de los objetivos de potencia establecidos y, en concreto, el objetivo de potencia eólica en 2010 se amplió de 8.155 MW a 20.155 MW y el objetivo de potencia fotovoltaica se amplió de 150 MW a 400 MW.

El vigente Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece el nuevo marco retributivo a aplicar a las instalaciones de energías renovables y de cogeneración, con objeto de alcanzar en 2010 los objetivos recogidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4).

El crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica está siendo muy superior al esperado. Según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en relación al cumplimiento de los objetivos de las instalaciones del régimen especial, determinado de acuerdo con los artículos 21 y 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en agosto de 2007 se superó el 85 por ciento del objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010 y en el mes de mayo de 2008, se han alcanzado ya los 1.000 MW de potencia instalada.

Esta rápida evolución ha comportado numerosas inversiones industriales relacionadas con la tecnología solar fotovoltaica, desde la fabricación de polisilicio, obleas y módulos hasta los seguidores o los inversores, de manera que actualmente en España se pueden producir todos los elementos de la cadena que interviene en una instalación solar fotovoltaica.

Se hace necesario dar continuidad y expectativas a estas inversiones, como también definir una pauta progresiva de implantación de este tipo de tecnología, que además puede contribuir al cumplimiento de los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y de los que fije el nuevo Plan de Energías Renovables 2011-2020, a partir de los objetivos asignados a España en la nueva Directiva de Energías Renovables. Por ello se ha considerado oportuno elevar el objetivo vigente de 371 MW de potencia instalada conectada a la red, recogido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

A tal fin, se propone un objetivo anual de potencia que evolucionará al alza de manera coordinada con las mejoras tecnológicas, en lugar de utilizar la potencia total acumulada para fijar los límites del mercado de esta tecnología. Esto debe ir acompañado de un nuevo régimen económico que estimule la evolución tecnológica y la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas en España a medio y largo plazo.

Por otro lado, el marco de apoyo a esta tecnología, que representa el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que ha demostrado su eficacia, debe adaptarse también con la rapidez suficiente a la evolución de la tecnología, para asegurar su eficiencia. Así como una retribución insuficiente haría inviables las inversiones, una retribución excesiva podría repercutir de manera significativa en los costes del sistema eléctrico y desincentivaría la apuesta por la investigación y el desarrollo, disminuyendo las excelentes perspectivas a medio y largo plazo para esta tecnología. De ahí que se considere necesaria la racionalización de la retribución y, por ello, el real decreto que se aprueba modifica el régimen económico a la baja, siguiendo la evolución esperada de la tecnología, con una perspectiva a largo plazo.

El nuevo régimen económico también pretende reconocer las ventajas que ofrecen las instalaciones integradas en edificios, ya sea en fachadas o sobre cubiertas, por sus ventajas como generación distribuida, porque no aumentan la ocupación de territorio y por su contribución a la difusión social de las energías renovables. El Real Decreto extiende esta ventaja a las instalaciones de carácter agropecuario en coherencia con lo dispuesto en la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el Desarrollo Sostenible del Medio Rural.

Para garantizar un mercado mínimo para el desarrollo del sector fotovoltaico y, al mismo tiempo, asegurar la continuidad del sistema de apoyo, se establece un mecanismo de asignación de retribución mediante la inscripción en un registro de asignación de retribución, en un

momento incipiente del desarrollo del proyecto, que dé la necesaria seguridad jurídica a los promotores respecto de la retribución que obtendrá la instalación una vez puesta en funcionamiento.

Asimismo, se establece una nueva definición de potencia. Con ello se consigue mayor precisión en el procedimiento de cómputo de la potencia de cada instalación fotovoltaica, a efectos de la aplicación de la retribución correspondiente. Se pretende racionalizar la implantación de grandes instalaciones en suelo pertenecientes a una multiplicidad de titulares, de tal forma que se evite la parcelación de una única instalación en varias de menor tamaño, con el objetivo de obtener un marco retributivo más favorable.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, este real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

Esta disposición se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases del régimen minero y energético. A este respecto cabe señalar que por el contenido de sus disposiciones la ley no resulta un instrumento idóneo para su establecimiento y se encuentra justificada su aprobación mediante real decreto.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, con la aprobación previa de la Ministra de Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 26 de septiembre de 2008,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de un régimen económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica a las que no les sea de aplicación los valores de la tarifa regulada previstos en el artículo 36 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, por su fecha de inscripción definitiva en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, denominado en lo sucesivo, Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, de acuerdo con lo previsto en el 9.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

El presente real decreto será de aplicación a las instalaciones del grupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, instalaciones de tecnología fotovoltaica, que obtengan su inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas **con posterioridad al 29 de septiembre de 2008.**

Artículo 3. *Tipología de las instalaciones.*

A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real

Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se clasifican en dos tipos:

a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.

O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.

Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW

Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW

b) Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

CAPÍTULO II

Registro de preasignación de retribución

Artículo 4. *Registro de preasignación de retribución.*

1. Para el adecuado seguimiento de los proyectos de instalaciones de producción en régimen especial de tecnología fotovoltaica, se establece una sub-sección de la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha subsección será denominada, en lo sucesivo, Registro de preasignación de retribución.

2. Para tener derecho a retribución recogida en este real decreto, será necesaria la inscripción, con carácter previo, de los proyectos de instalación o instalaciones en el Registro de preasignación de retribución.

3. Las inscripciones en el Registro de preasignación de retribución, irán asociadas a un periodo temporal que se denominará en lo sucesivo, convocatoria, dando derecho a la retribución que quede fijada en dicho periodo temporal.

Artículo 5. *Cupos de potencia.*

1. A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto, para cada convocatoria de inscripción en el Registro de preasignación de retribución se establecerá unos cupos de potencia por tipo y subtipo que estarán constituidos por las potencias base, y en su caso, las potencias adicionales traspasadas o incorporadas de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 4 de este artículo y al anexo IV.

2. Se establecen las siguientes potencias base para las convocatorias del primer año.

a) Tipo I: 267/m MW, con el reparto siguiente: 10 por ciento para el subtipo I.1 y 90 por ciento para el subtipo I.2.

b) Tipo II: 133/m MW.

Siendo m, el número de convocatorias por año para los que se establezca la inscripción en el Registro de preasignación de retribución, de acuerdo con lo dispuesto en el anexo III de este real decreto.

3. Las potencias base correspondientes a las convocatorias del segundo año y sucesivos se calcularán, tomando como referencia las potencias base, de cada tipo y subtipo, de las convocatorias correspondientes al año

anterior incrementándolas o reduciéndolas en la misma tasa porcentual acumulada que se reduzca o incremente, respectivamente, la retribución correspondiente a las convocatorias celebradas durante el año anterior, de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de este real decreto.

4. Se establece el mecanismo de traspaso de potencia adicional a la potencia base para la convocatoria siguiente recogido en el anexo IV de este real decreto, cuando no se cubra alguno o todos los cupos de potencia de una convocatoria.

5. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicará en su página web, con anterioridad al cierre de cada convocatoria, los cupos de potencia para cada una de tipos y subtipos, así como los valores de las tarifas reguladas que les sean de aplicación.

6. Las potencias base que se establecen en las convocatorias de inscripción en el registro de preasignación de retribución, podrán ser revisados al alza por parte del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, a la vista de las conclusiones y objetivos de potencia que se determinen en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, a que hace referencia la disposición adicional novena del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Artículo 6. Procedimiento de inclusión en el Registro de preasignación de retribución.

1. La solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, para un proyecto de instalación o instalación, se realizará, utilizando el modelo recogido como anexo I a este real decreto, aportando además, copia autenticada de la documentación establecida en el anexo II del mismo. Dicha solicitud irá dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. La solicitud deberá de presentarse en el Registro Administrativo de la sede del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, vía telemática a través de la página web del mismo, www.mityc.es, o de forma presencial. Igualmente podrá presentarse la solicitud ante cualquiera de los lugares a que se refiere el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. La solicitud deberá ser presentada en el plazo establecido en el anexo III del presente real decreto, correspondiente a la convocatoria en la que se desee inscribir.

La solicitud presentada será válida para convocatorias sucesivas, en tanto en cuanto un proyecto o instalación no sea inscrita en el Registro de preasignación de retribución, bien por no cumplir los requisitos exigidos o bien por haber quedado cubierto el cupo de potencia, salvo declaración expresa en contra de participar en las mismas en el periodo establecido o cancelación de la solicitud, expresadas en el formulario establecido en el anexo I de este real decreto.

Aquellos solicitantes que hubieran participado en este procedimiento con anterioridad y deseen modificar su solicitud, no tendrán que volver a presentar la documentación válida ya presentada anteriormente, debiendo indicar dicha particularidad en la solicitud.

3. Recibidas las solicitudes y cerrado el plazo de presentación de las mismas, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a ordenarlas cronológicamente, dentro de cada uno de los tipos y subtipos previstos en el artículo 3, considerando, para cada una de ellos, la última fecha de los documentos a que hace referencia el anexo II de este real decreto. Una vez ordenadas se procederá a la asignación de retribución empezando, por las fechas más antiguas y hasta que sea cubierto el cupo de potencia previsto para esa convocatoria en cada tipología. La cobertura de cada cupo se hará por exceso, es decir, la última solicitud que sea aceptada será aquella,

para la cual, su no consideración supondría la no cobertura del cupo previsto.

En caso de igualdad de fecha para varias solicitudes, éstas se ordenarán, considerando como fecha preferente, por este orden, la de autorización administrativa, la de licencia de obras, y por último la de depósito del aval, y en caso de igualdad, tendrá preferencia el proyecto de menor potencia.

Cuando el exceso respecto del cupo previsto supere el 50 por ciento del mismo, el exceso de potencia respecto de la última solicitud cuya no consideración supondría la no cobertura del cupo, se detraerá de las solicitudes con igualdad de fechas, proporcionalmente a la potencia de cada solicitud.

4. Aquellos proyectos a los que les sea asignado potencia, serán inscritos por la Dirección General de Política Energética y Minas, en el Registro de preasignación de retribución, asociados a dicha convocatoria. El resto de solicitudes serán desestimadas en la convocatoria, entrando automáticamente en la siguiente, salvo la declaración en contra expresada en el apartado 2 del presente artículo.

5. La primera convocatoria de inscripción en el Registro de preasignación de retribución será la correspondiente al primer periodo temporal de 2009, de acuerdo con lo previsto en el anexo III de este real decreto.

Artículo 7. Publicidad del resultado del procedimiento de preasignación de retribución.

1. Se publicará, en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la relación de proyectos que se han inscrito en el Registro de preasignación de retribución, y la de proyectos que han sido desestimados para dicha inscripción, antes de la fecha establecida en el anexo III del presente real decreto.

2. Igualmente, antes de esta fecha, la Dirección General de Política Energética y Minas notificará a los titulares de los proyectos que han participado en el procedimiento, el resultado de su solicitud.

Artículo 8. Cancelación de la inscripción en el Registro de preasignación de retribución.

1. Las instalaciones inscritas en el Registro de preasignación de retribución dispondrán de un plazo máximo de doce meses a contar desde la fecha de publicación del resultado en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para ser inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente y comenzar a vender energía eléctrica de acuerdo con cualquiera de las opciones del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

2. En caso de incumplimiento de la obligación establecida en el apartado 1 anterior, se procederá, por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, a la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro de preasignación de retribución.

No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que a juicio de la Dirección General de Política Energética y Minas, existan razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el registro. A modo enunciativo y no limitativo, podrían considerarse razones fundadas a estos efectos, entre otros, retraso injustificado en la inscripción definitiva en el registro o en la firma del acta de puesta en servicio, por parte del órgano competente, y las posibles incidencias con el gestor de la red eléctrica a la que se conecta. A estos efectos, el promotor deberá remitir antes de que finalice el plazo establecido en el apartado 1, a esa Dirección General, una solicitud acompañada de la documentación que estime oportuno para

justificar dichas razones. La Dirección General resolverá la solicitud, en el plazo máximo de 30 días a contar desde la fecha de finalización del plazo establecido, fijando una prórroga de una duración máxima de cuatro meses a contar desde la comunicación de la misma al interesado.

Igualmente será causa de cancelación por incumplimiento de un proyecto en el Registro de preasignación de retribución el desistimiento voluntario de la tramitación administrativa de la instalación o la falta de respuesta a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses. En estos casos, el órgano competente comunicará a la Dirección General de Política Energética la procedencia de dicha cancelación, para que ésta ejecute la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el citado Registro.

3. La cancelación por incumplimiento de la inscripción de un proyecto en el Registro de preasignación será comunicada al órgano competente. Esta cancelación supondrá la pérdida de los derechos asociados a la inscripción en dicho registro, sin perjuicio de la posibilidad del titular del proyecto o instalación de volver a solicitar la inscripción en el Registro administrativo de preasignación de retribución comenzando de nuevo el procedimiento.

4. La cancelación por incumplimiento de la inscripción de un proyecto en el Registro de pre-asignación supondrá la ejecución del aval depositado, de acuerdo con el artículo 59 bis o 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o del previsto en el artículo 9 de este real decreto. Lo anterior, sin perjuicio de la no procedencia de ejecución del aval, de conformidad con lo establecido en los artículos citados. El órgano competente procederá a iniciar el procedimiento de ejecución o cancelación, según corresponda, de dicho aval en el plazo máximo de un mes a contar desde la cancelación de la inscripción, o en su caso desde la recepción de la comunicación de dicho hecho.

5. La inscripción definitiva de una instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas supondrá, la cancelación de oficio de su inscripción en el Registro de preasignación de retribución.

6. Las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas previstas en este artículo no ponen fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrán ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría General de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Artículo 9. Aval.

1. En el caso en el que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, una instalación estuviera exenta de la presentación del aval para el acceso a la red de distribución, o en el caso en cualquier otro caso en el que no existiera un depósito de un aval equivalente al menos a un importe equivalente a 500 €/kW de potencia, deberá depositarse ante la Caja General de Depósitos un aval por una cuantía de 50 €/kW o 500 €/kW de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.1, o I.2, respectivamente. En el caso en el que la instalación contara con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente, no se exigirá el depósito de éste aval.

2. El aval a que hace referencia el apartado 1, será cancelado cuando el peticionario obtenga la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto. Entre otras, se considerará razón suficiente para la cancelación del aval, la no inclusión en el Registro de pre-asignación de retribución de un proyecto o instalación para la que se solicite su inclusión en dicho registro en todas las convocatorias que se celebren durante un periodo de doce meses, o la cancelación de la solicitud por parte del titular antes del cierre de la primera convocatoria en la que se presente.

Artículo 10. Potencia de los proyectos.

1. La potencia máxima de los proyectos o instalaciones que sean inscritos en el Registro de preasignación de retribución no podrá superar los 2 MW o los 10 MW para instalaciones de tipo I o II del artículo 3 de este real decreto, respectivamente.

2. A los efectos de la determinación del régimen económico establecido en el presente real decreto, se considerará que pertenecen a una única instalación o un solo proyecto, según corresponda, cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias de la categoría b.1.1, las instalaciones o proyectos que se encuentren en referencias catastrales con los catorce primeros dígitos idénticos. A estos efectos, los titulares de las instalaciones suministrarán la referencia catastral de los inmuebles en los que se ubiquen las mismas.

Del mismo modo, a los efectos de la inscripción, en una convocatoria, en el Registro de preasignación de retribución, se considerará que pertenecen a un solo proyecto, cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias, aquellas instalaciones que conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o dispongan de línea de evacuación común.

CAPÍTULO III

Régimen económico

Artículo 11. Tarifas.

1. Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que sean inscritas en el registro de pre-asignación asociadas a la primera convocatoria serán los siguientes:

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	34,00
	Subtipo I.2	32,00
Tipo II		32,00

2. Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones que sean inscritas en el registro de pre-asignación asociadas a la convocatoria n, se calcularán en función de los valores de la convocatoria anterior n – 1, de la siguiente forma:

Si $P \geq 0,75 \times P_0$,

entonces: $T_n = T_{n-1} [(1 - A) \times (P_0 - P) / (0,25 \times P_0) + A]$

Si $P < 0,75 \times P_0$,

entonces: $T_n = T_{n-1}$

Siendo:

P , la potencia pre-registrada en la convocatoria n-1.

P_0 , el cupo de potencia para la convocatoria n-1.

T_{n-1} , la tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n-1.

T_n , la tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n.

A , el factor $0,9^{1/m}$ y m el número de convocatorias anuales.

3. Si durante dos convocatorias consecutivas no se alcanzara el 50 por ciento del cupo de potencia para un tipo o subtipo, se podrá incrementar, mediante Resolución de la Secretaría General de Energía, la tarifa para la convocatoria siguiente en el mismo porcentaje que se reduciría si se cubriera el cupo, siendo necesario, que durante dos convocatorias adicionales no se volviera a alcanzar el 50 por ciento del cupo para realizar un nuevo incremento.

4. La tarifa regulada de las instalaciones del subtipo .1, no podrá nunca ser inferior a la de las instalaciones del subtipo I.2. En el caso en el que, de acuerdo con el mecanismo previsto en este artículo, el valor de la tarifa regulada para el subtipo I.1 pudiera resultar inferior a del subtipo I.2, se considerará exclusivamente el mecanismo de modificación de la tarifa para el subtipo I.2, y se hará la tarifa regulada para el subtipo I.1, igual a la anterior.

5. La tarifa regulada que le sea de aplicación a una instalación, de acuerdo con el presente real decreto, se mantendrá durante un plazo máximo de veinticinco años a contar desde la fecha más tardía de las dos siguientes: la fecha de puesta en marcha o la de inscripción de la instalación en el Registro de preasignación de retribución. Dicha retribución no podrá nunca ser de aplicación con anterioridad a la fecha de inscripción en el mismo.

6. Las instalaciones que sean inscritas de forma definitiva en el Registro administrativo de producción en régimen especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con posterioridad al 29 de septiembre de 2008, en tanto en cuanto no sean inscritas en el Registro de preasignación de retribución, percibirán la retribución prevista en el artículo 22.2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Artículo 12. Actualización de las tarifas.

Los valores recogidos en el artículo 11 serán objeto de las actualizaciones previstas en el artículo 44.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para las instalaciones del subgrupo b.1.1, a partir del día 1 de enero del segundo año posterior al de la convocatoria en que sean fijados.

CAPÍTULO IV

Requisitos técnicos y de calidad

Artículo 13. Establecimiento de requisitos técnicos y de calidad a las instalaciones.

Por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio se podrán establecer requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones fotovoltaicas para contribuir a la seguridad de suministro, entre otros, la obligación de soporte de huecos de tensión, a los que tendrán que aco-

gerse las instalaciones y proyectos inscritos en el Registro de preasignación de retribución en el momento de su entrada en vigor y a las acogidas a la retribución establecida en el artículo 36 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, estableciéndose, en su caso, los necesarios mecanismos transitorios de adecuación de las instalaciones inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

Esta obligación será condición necesaria para la percepción de la retribución que le corresponda.

CAPÍTULO V

Inspección

Artículo 14. Inspección de las instalaciones fotovoltaicas.

1. La Administración General del Estado, a través de la Comisión Nacional de la Energía, y en colaboración con los órganos competentes de las Comunidades Autónomas correspondientes, realizará inspecciones periódicas y aleatorias a lo largo del año en curso, sobre las instalaciones de generación eléctrica a partir de tecnología fotovoltaica objeto del presente real decreto, siguiendo los criterios de elección e indicaciones que la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio imponga en cada caso, ajustándose el número total de inspecciones efectuadas anualmente a un mínimo del 5 por ciento del total de instalaciones fotovoltaicas existentes, que representen al menos el 5 por ciento de la potencia instalada, todo ello sin perjuicio de la potestad atribuida a la Comisión Nacional de Energía, al amparo de la función octava de la disposición adicional undécima, tercero, 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, para la realización de inspecciones de oficio.

2. Para la realización de estas inspecciones, la Comisión Nacional de Energía podrá servirse de una entidad reconocida por la Administración General del Estado. Dichas inspecciones se extenderán a la verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos exigibles que sean establecidos, de acuerdo a lo previsto en el artículo 13 de este real decreto, a la comprobación de la veracidad de los datos aportados durante el procedimiento de inscripción en el Registro administrativo de preasignación de retribución, así como de los requisitos establecidos en el artículo 3 del mismo.

3. La Comisión Nacional de Energía remitirá los resultados de las inspecciones realizadas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con copia al órgano competente, acompañadas del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados.

4. Si como consecuencia de una inspección de la Comisión Nacional de Energía se detectase cualquier irregularidad que tenga como consecuencia la percepción de una retribución superior a la que le hubiera correspondido, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de la misma y, en su caso, recalculará la nueva tarifa resultante, de acuerdo con la tipología y el procedimiento de preasignación de retribución establecido en el presente real decreto, dando traslado de la misma a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de las liquidaciones correspondientes. A modo enunciativo y no limitativo, podrían considerarse irregularidades en el procedimiento a estos efectos, entre otros, la alteración en los procedimientos administrativos seguidos, la presentación de documentación falseada o que una instalación hubiera sido clasificada indebidamente según lo establecido en el artículo 3, por parte del órgano competente, por razón de haber presentado la documentación con detalle insuficiente y que ésta no hubiera permitido al órgano competente determinar perfectamente

la inclusión dentro del tipo correspondiente del citado artículo.

CAPÍTULO VI

Régimen sancionador

Artículo 15. *Régimen sancionador.*

El incumplimiento de lo establecido en el presente real decreto, se sancionará, en su caso, de acuerdo con lo dispuesto en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Disposición adicional primera. *Simplificación de procedimientos.*

Antes del 1 de abril de 2009, en virtud de lo establecido en el artículo 16 de la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe relativo a la evaluación del marco legislativo y reglamentario vigente respecto a los procedimientos administrativos necesarios para la implantación de las instalaciones de producción de energía fotovoltaica en edificación, así como las medidas necesarias para eliminar o reducir los obstáculos existentes.

Disposición adicional segunda. *Comienzo de la venta de electricidad dentro del periodo de mantenimiento de la retribución.*

Con carácter general, a los efectos de lo establecido en el artículo 17.c) y 22.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, será condición necesaria para la percepción de la tarifa regulada o, en su caso, prima, el comienzo de la venta de la producción neta de energía eléctrica antes de la fecha límite que se establezca, justificándose mediante el conveniente registro de medida en el equipo de medida con anterioridad a dicha fecha.

Disposición adicional tercera. *Devolución del aval contemplado en los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.*

A los efectos de lo establecido en los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, la entrada en vigor del presente real decreto se considerará razón suficiente para la devolución del aval, siempre que no hubiera presentado solicitud de inscripción en el registro de preasignación de retribución.

Del mismo modo, a estos efectos se considerará razón suficiente para la cancelación del aval, la no inclusión en el Registro de preasignación de retribución de un proyecto o instalación para la que se solicite su inclusión en dicho registro en todas las convocatorias que se celebren durante un periodo de doce meses, o la cancelación de la solicitud por parte del titular antes del cierre de la primera convocatoria en la que se presente.

Disposición adicional cuarta. *Referencias catastrales en Navarra y el País Vasco.*

Se establecerá, por resolución del Secretario General de Energía, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», el criterio de cómputo de potencia a que hace referencia el artículo 10.2 para las referencias catastrales,

en los sistemas de referencia catastral de la Comunidad Autónoma del País Vasco y la Comunidad Foral de Navarra.

Disposición adicional quinta. *Modificación de la retribución de la actividad de producción mediante tecnología fotovoltaica.*

Durante el año 2012, a la vista de la evolución tecnológica del sector y del mercado, y del funcionamiento del régimen retributivo, se podrá modificar la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

Disposición adicional sexta. *Aplicación de tarifas de acceso a contratos de temporada de duración inferior o igual a cinco meses.*

A efectos de la aplicación de tarifas de acceso, en los contratos de temporada regulados en el artículo 6.2 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, cuando su duración sea inferior o igual a cinco meses, los precios del término de potencia se aumentarán en un 35 por ciento para los meses de temporada alta y en un 15 por ciento para los restantes en que se reciba la energía, siempre que se cumpla lo siguiente:

a) En el caso de los consumidores acogidos a la tarifa de acceso 3.1.A que su consumo en el periodo tarifario 3 sea superior o igual al 40 por ciento del total.

b) En el caso de los consumidores acogidos a tarifas de acceso de seis periodos, 6.X.A, que su consumo en el periodo tarifario 6 sea superior o igual al 60 por ciento del total.

Disposición adicional séptima. *Periodicidad de la facturación y lectura de las tarifas domésticas.*

La facturación de las tarifas de suministro de energía eléctrica social y domésticas (hasta 10 kW de potencia contratada) a partir del 1 de noviembre de 2008 se efectuará por la empresa distribuidora mensualmente llevándose a cabo con base en la lectura bimestral de los equipos de medida instalados al efecto.

Disposición transitoria única. *Cupo de potencia adicional extraordinario para las convocatorias de los años 2009 y 2010.*

1. Se establecen, para el tipo II, unos cupos de potencia adicional extraordinarios para las convocatorias correspondientes a los años 2009 y 2010, de 100/m MW y 60/m MW, respectivamente por convocatoria, siendo m el número de convocatorias anuales que se convoquen.

2. Dichos cupos adicionales no se verán afectados, por los incrementos o decrementos que pudieran ser de aplicación a las potencias bases de acuerdo con lo previsto en el artículo 5.3 de este real decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogada cualquier disposición de igual o inferior rango en lo que se oponga a este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

1. Se modifican los apartados 1 y 2 del artículo 26 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula

la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que quedan redactados como sigue:

«1. Las instalaciones de la categoría a) y de los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1, podrán acogerse, con carácter voluntario, al régimen de discriminación horaria de dos periodos que se establece a continuación, en función de su categoría o grupo:

a) Para las instalaciones de la categoría a):

Punta	Valle
Periodos tarifarios 1 a 5	Periodo tarifario 6.

de acuerdo con la distribución de periodos tarifarios establecidos en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre.

b) Para las instalaciones de los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22h	22-24 h y 0-12 h

siendo cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidentes con la fecha de cambio oficial de hora.

2. La tarifa regulada a percibir en este caso, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada, para el periodo punta, por 1,37 para las instalaciones de la categoría a) o 1,0462 para las de los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, y para el periodo valle, por 0,64 para las instalaciones de la categoría a) o 0,9670 para las de los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8.»

2. Las instalaciones de la categoría a) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, acogidas plenamente al mismo, que a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto estuvieran acogidas a la opción de venta del artículo 24.1.a), de dicho Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, con discriminación horaria, pasarán de

forma automática al régimen de discriminación horaria introducido en el apartado 1 de esta disposición final.

Sin perjuicio de lo anterior, éstas podrán optar por comunicar su deseo de cambiar a la opción de venta a tarifa regulada sin discriminación horaria, antes del 1 de diciembre de 2008, aunque no hubiera transcurrido el periodo de un año indicado previsto en dicho real decreto.

El resto de instalaciones de la categoría a) acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, o a su disposición transitoria primera, deberán atenerse a lo previsto en los artículos 24.4 y 26.3 de dicho real decreto o al artículo 22.4 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Disposición final segunda. Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto y para modificar el contenido de sus anexos cuando el desarrollo de esta tecnología o el funcionamiento de preasignación de retribución así lo aconsejen.

Disposición final tercera. Carácter básico.

Este real decreto tiene carácter básico al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 149.1.25.^a de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético respectivamente.

Disposición final cuarta. Entrada en vigor.

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado». No obstante lo establecido en la disposición adicional sexta, tendrá efectos desde el 1 de julio de 2008.

Dado en Madrid, el 26 de septiembre de 2008.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,
MIGUEL SEBASTIÁN GASCÓN

ANEXO I

Solicitud inscripción en el registro de preasignación

0	Tipo de solicitud	
1	Nueva solicitud	
2	Modificación de solicitud con número de expediente	
3	Cancelación de solicitud con número de expediente	
4	Declaración expresa de no desear participar en sucesivas convocatorias con la presente solicitud	
10	Datos de la instalación	
11	Nombre	
12	Ubicación	
13	Dirección	
14	Municipio/Código Postal	
15	Provincia	
16	Referencia catastral de parcela/construcción	
17	Potencia	
18	Tipo	

20	Datos del titular	
21	Nombre.	
22	Domicilio Social	
23	Municipio/Código Postal	
24	Provincia	
25	NIF/ NIE	
26	Nacionalidad	
30	Datos a efectos de comunicaciones	
31	Dirección	
32	Tfno. de contacto	
33	Fax	
34	Correo electrónico	
40	Información aportada	
41	Fecha punto de conexión	
42	Fecha autorización administrativa	
43	Fecha aval	
44	Fecha licencia de obras	
45	Cuantía aval	
46	N.º de identificación del aval	
47	Fecha de Solicitud presentada anteriormente	
48	N.º de registro administrativo de Solicitud presentada anteriormente	
49	Identificación del punto de conexión (CUPS o denominación equivalente, o descripción del punto frontera previsto y localización del equipo de medida)	
50	Fecha de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de régimen especial dependiente del órgano competente	

ANEXO II

Documentación necesaria para la solicitud de inscripción en el registro de preasignación de retribución

1. La documentación necesaria aportar, de forma conjunta con la solicitud de inscripción en el registro de preasignación será la siguiente:

a) Autorización administrativa de la instalación, otorgada por el órgano competente, y concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente. En el caso de instalaciones del tipo I.1, se aportará exclusivamente concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.

b) Licencia de obras del proyecto de instalación, otorgado por el órgano competente.

c) Resguardo de constitución del aval a que hace referencia el artículo 59 bis o 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o, en su caso, el previsto en el artículo 9 del presente real decreto otorgado por el gestor de la red.

d) Inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente, si la instalación dispusiera de ella.

2. Hasta el 30 de abril de 2009, para las instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kW, no será necesaria la presentación de la Autorización administrativa de la instalación, otorgada por el órgano competente, y en su lugar se presentará la concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.

3. A los efectos de la ordenación cronológica de las instalaciones prevista en el artículo 6.3 de este real decreto, hasta la finalización de la convocatoria del segundo trimestre de 2009, se considerará la fecha de la concesión del acceso y conexión a la red correspondiente, en lugar de la fecha de la autorización administrativa, sin perjuicio de la obligación, en su caso de presentación de dicha autorización.

4. A los efectos de la ordenación cronológica de las instalaciones prevista en el artículo 6.3 de este real decreto, hasta la finalización de la convocatoria del segundo trimestre de 2009, no se tendrá en cuenta la fecha de presentación del aval correspondiente sin perjuicio de la obligación, de presentación de su resguardo entre la documentación exigida en el apartado 1 de este anexo.

5. A los efectos de la ordenación cronológica de las instalaciones y asignación de retribución prevista en el artículo 6.3 de este real decreto, hasta la finalización de la convocatoria del segundo trimestre de 2009, se comenzará la asignación por aquellas instalaciones que dispongan de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de régimen especial dependiente del órgano competente, manteniendo el criterio cronológico de los documentos a que hacen referencia los párrafos a), b) y c) del apartado 1 de este anexo. Una vez asignada la retribución para las instalaciones que dispusieran de inscripción definitiva, si no se hubiera cubierto el cupo de potencia previsto para esa convocatoria, continuará la asignación para el resto de solicitudes.

ANEXO III

Convocatorias y plazos de presentación de solicitudes para la inscripción en el registro de preasignación de retribución

1. Se fija el número de convocatorias de inscripción en el registro de preasignación de retribución en cuatro convocatorias anuales, coincidentes con las fechas de resolución del procedimiento de preasignación.

2. Los plazos de presentación de solicitudes para la inscripción en el registro de preasignación regulado en el artículo 6 del presente real decreto, y de publicación de los resultados del procedimiento de preasignación de la retribución serán los siguientes:

i. Convocatoria 1.º trimestre del año.

Presentación de la solicitud. Entre el 1 de agosto del año anterior y el 31 de octubre del año anterior al de la convocatoria, ambos inclusive.

Publicación del resultado del procedimiento de preasignación de retribución: Antes del 1 de enero del mismo año.

ii. Convocatoria 2.º trimestre del año.

Presentación de la solicitud. Entre el 1 de noviembre y el 31 de enero del año anterior al de la convocatoria, ambos inclusive.

Publicación del resultado del procedimiento de preasignación de retribución: Antes del 1 de abril.

iii. Convocatoria 3.º trimestre del año.

Presentación de la solicitud. Entre el 1 de febrero y el 30 de abril, ambos inclusive.

Publicación del resultado del procedimiento de preasignación de retribución: Antes del 1 de julio.

iv. Convocatoria 4.º trimestre del año.

Presentación de la solicitud. Entre el 1 de mayo y el 31 de julio, ambos inclusive.

Publicación del resultado del procedimiento de preasignación de retribución: Antes del 1 de octubre.

3. Cuando las fechas previstas en el apartado anterior sean no hábiles a efectos administrativos se tomará el primer día posterior hábil.

4. Se establecen, para las dos primeras convocatorias de 2009, una duración del plazo de presentación de solicitudes y de publicación del resultado, diferentes. El calendario para estas dos convocatorias será el siguiente:

i. Convocatoria 1.º trimestre de 2009.

Presentación de la solicitud. Entre el 15 de octubre y el 15 de noviembre de 2008, ambos inclusive.

Publicación del resultado del procedimiento de preasignación de retribución: Antes del 16 de enero de 2009.

ii. Convocatoria 2.º trimestre de 2009.

Presentación de la solicitud. Entre el 16 de noviembre de 2008 y el 31 de enero de 2009, ambos inclusive.

Publicación del resultado del procedimiento de preasignación de retribución: Antes del 1 de abril de 2009.

ANEXO IV

Mecanismo de traspaso de potencia sobre la potencia base

1. Cuando en una convocatoria no se cubriera parte de alguno de los cupos de uno solo de los tipos del artículo 3 de este real decreto, independientemente de que en el caso del tipo I corresponda a uno o los dos subtipos, la potencia restante se traspasará como potencia adicional

sobre la potencia base, para la convocatoria siguiente, al otro tipo.

2. Cuando en una convocatoria no se cubriera parte de los cupos de los dos tipos del artículo 3 de este real decreto, independientemente de que en el caso del tipo I corresponda a uno o los dos subtipos, las potencias restantes se traspasarán como potencias adicionales sobre las potencias base, para la convocatoria siguiente, en los tipos respectivos.

3. En los dos casos previstos en los apartados 1 y 2 anteriores, la potencia adicional traspasada al tipo I, ya sea desde el tipo II, o desde el tipo I (suma de las potencias no cubiertas de los dos subtipos), se repartirá en cada uno de los dos subtipos de acuerdo con el porcentaje de las potencias base de cada uno de los subtipos que les sea de aplicación. En el caso de que la nueva convocatoria corresponda a un nuevo año, y los porcentajes de las potencias base de cada subtipo se vean afectados por el mecanismo previsto en el artículo 5.3 la potencia traspasada del tipo II al tipo I se repartirá de acuerdo con los nuevos porcentajes de reparto entre subtipos.

4. La potencia correspondiente a aquellos proyectos de instalaciones, que de acuerdo con lo previsto en el artículo 8 fueran cancelados en el Registro de preasignación de retribución, será incorporada como potencia adicional a la convocatoria siguiente a su cancelación, en el mismo tipo o subtipo, según corresponda.

5. Las potencias adicionales no se verán afectadas, por los incrementos o decrementos que pudieran ser de aplicación a las potencias bases de acuerdo con lo previsto en el artículo 5.3 de este real decreto.

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA

15596 *ORDEN PRE/2701/2008, de 26 de septiembre, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros sobre las medidas contempladas en el Real Decreto 307/2005, de 18 de marzo, por el que se regulan las subvenciones en atención a determinadas necesidades derivadas de situaciones de emergencia o de naturaleza catastrófica, a los damnificados por las inundaciones producidas por las tormentas de lluvia y granizo que han afectado durante los días 22 al 26 de septiembre de 2008 a diversas Comunidades Autónomas.*

El Consejo de Ministros, en su reunión de 26 de septiembre de 2008 y a propuesta de la Vicepresidenta Primera del Gobierno y Ministra de la Presidencia, ha adoptado el Acuerdo sobre las medidas contempladas en el Real Decreto 307/2005, de 18 de marzo, por el que se regulan las subvenciones en atención a determinadas necesidades derivadas de situaciones de emergencia o de naturaleza catastrófica, a los damnificados por las inundaciones producidas por las tormentas de lluvia y granizo que han afectado durante los días 22 al 26 de septiembre de 2008 a diversas Comunidades Autónomas.

Para general conocimiento se procede a la publicación del referido Acuerdo, que figura como anexo a la presente orden.

Madrid, 26 de septiembre de 2008.—La Vicepresidenta Primera del Gobierno y Ministra de la Presidencia, María Teresa Fernández de la Vega Sanz.